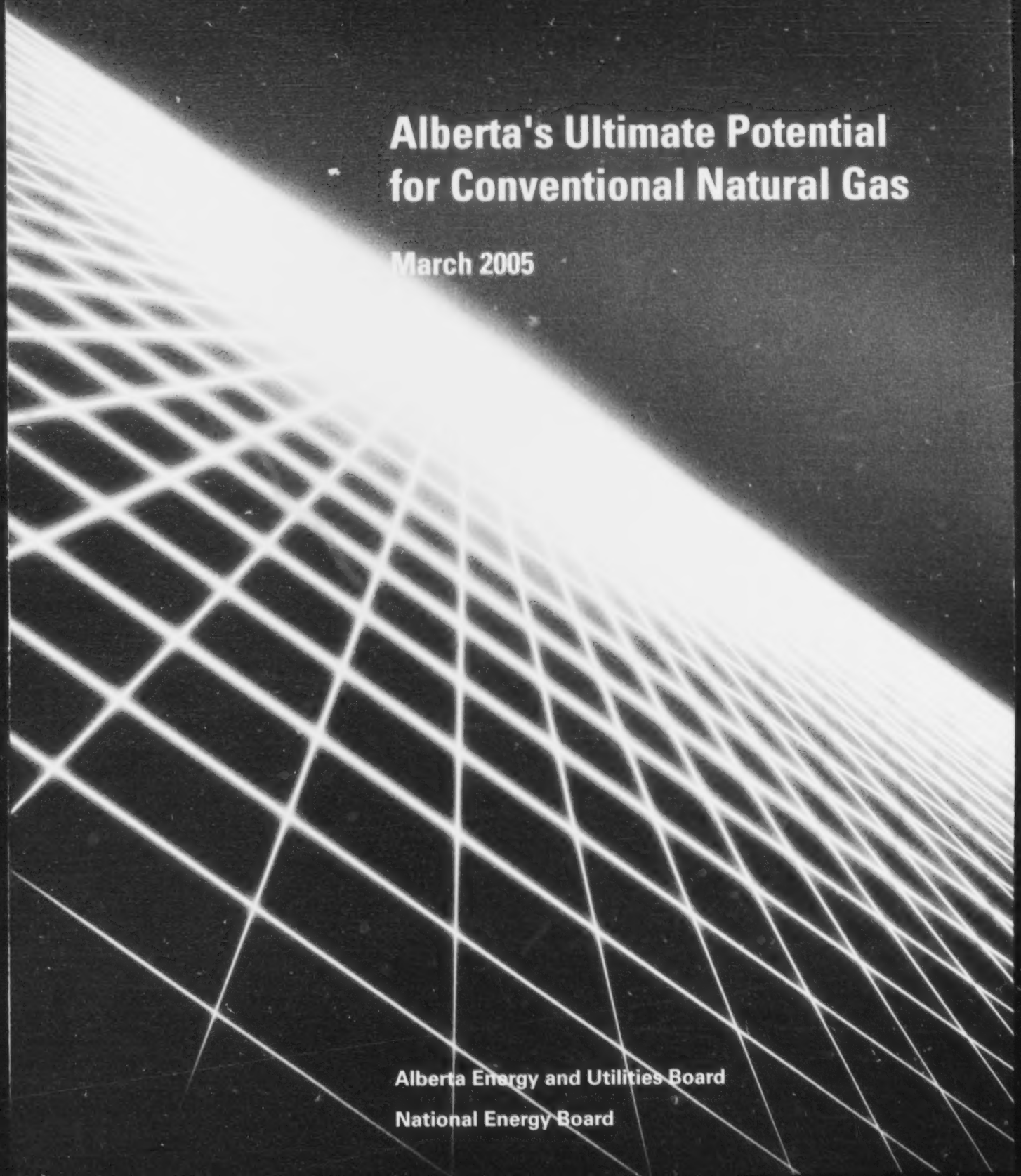
EUB Alberta Energy and Utilities Board

National Energy Board | Office national de l'énergie

Report 2005-A

Alberta's Ultimate Potential for Conventional Natural Gas

March 2005



Alberta Energy and Utilities Board

National Energy Board

105-03176/

Alberta's Ultimate Potential for Conventional Natural Gas

March 2005

Alberta Energy and Utilities Board
National Energy Board

EUB/NEB Report 2005-A: Alberta's Ultimate Potential for Conventional Natural Gas

March 2005

ISBN 0-7785-3709-9

Published by

Alberta Energy and Utilities Board
640 – 5 Avenue S.W.
Calgary, Alberta T2P 3G4
Telephone: (403) 297-8311
E-mail: eub.info_services@eub.gov.ab.ca
Fax: (403) 297-7040
Web site: www.eub.gov.ab.ca

and

National Energy Board
444 – 7 Avenue S.W., Ground Floor
Calgary, Alberta T2P 0X8
Telephone: (403) 299-3562 or 1-800-899-1265
E-mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576 or 1-877-288-8803
Web site: www.neb-one.gc.ca

Contents

Acknowledgements iii

Foreword iv

Executive Summary v

1 Introduction 1
- 1.1 History 1
- 1.2 Scope and Format of This Report 2
- 1.3 Units of Measure 4
- 1.4 Effective Date of the Data 4
- 1.5 Industry Input and Peer Review 4
- 1.6 Supplemental Information 4
- 1.7 Reader Questions and Comments 5

2 Methodology 6

3 Gas in Place 7
- 3.1 Comparison with Previous Studies 7

4 Marketable Gas 11

5 Other Issues 13
- 5.1 Unconventional Gas 13
- 5.2 Restricted Access 13
- 5.3 Canadian Resources 13
- 5.4 Updates to This Study 14
- 5.5 Uses for the Data in This Study 14

6 Observations 15
- 6.1 General 15
- 6.2 Foothills 16

7 Conclusions 18

Appendix Methodology 19
- A1 Introduction—Assumptions 19
- A2 Data 19
- A3 Stratigraphic Intervals 20
- A4 Play Areas 20
- A5 Play Area Tracts 22
  - A5.1 Booked Tract 22
  - A5.2 Unbooked Tract 23
  - A5.3 Unconfirmed Tract 23
  - A5.4 Bypassed Tract 23
  - A5.5 Drilled Tract 23
  - A5.6 No Potential Tract 24
  - A5.7 Future Tract 24
  - A5.8 Tracts and GIP 24
- A6 Maps, Summaries, Graphs, and Statistical Analyses 24
  - A6.1 Main Spreadsheet 24
  - A6.2 Maps 25
  - A6.3 Cumulative GIP versus Tracts 25
  - A6.4 Log Cum GIP/Tract versus Log Cum Tracts 25

(continued)

A6.5 GIP versus Time 25
A6.6 Drilling Success Rate versus Time 26
A6.7 GIP per Tract versus Tract Count 26
A6.8 GIP per Tract versus Time 26
A7 Evaluation Process 26

Tables

A Alberta's ultimate potential for marketable conventional natural gas v
B Categorization of ultimate potential—medium case v
1.1 Comparison of ultimate potential marketable natural gas estimates for Alberta 1
3.1 Low, medium, and high case GIP 8
3.2 GIP in current study compared with previous EUB and NEB studies 9
4.1 Marketable gas 11
5.1 Current NEB estimates of ultimate potential for conventional marketable natural gas in Canada 13
Appendix Table Stratigraphic intervals 21

Figures

1.1 Historical estimates of Alberta's ultimate potential for conventional natural gas 2
1.2 Terminology for study of Alberta's ultimate potential for conventional natural gas 3
1.3 *Alberta's Ultimate Potential for Conventional Natural Gas*—information availability 5
6.1 Gas in place by geological period 16

Acknowledgements

The Boards of the EUB and NEB acknowledge the effort and dedication of the many people involved in preparing this report. Coordination, leadership, report authorship, and technical expertise were the responsibility of the **Project Team**:

Jim Davidson, NEB Project Lead and co-author
Wayne Elsner, P.Geol., EUB Project Lead and co-author
Harvey Halladay, C.E.T., EUB Programmer/Analyst and co-author
Terry Dibus, P.Geol., EUB Technical Lead
Brent Hogue, P.Geol., NEB
Bobbi Feduniak, NEB

Significant contributions were provided by many others, in particular:

Project Management Committee

Neil McCrank, Q.C., P.Eng., EUB Chairman, Board Sponsor
Ken Vollman, P.Eng., NEB Chairman, Board Sponsor
Jim Dilay, P.Eng., EUB Board Member
Cal Hill, EUB Executive Manager Resources Branch
John McCarthy, P.Eng., NEB Business Leader, Commodities
Cynthia Langlo, P.Geol., EUB Advisor, Geology
Joe MacGillivray, P.Geol., EUB Manager, Geology and Reserves Group
Bill Bingham, NEB Team Leader, Gas

Geology and Reserves

Ali Beken, P.Eng, P.Geol., EUB
Carrie Dickenson, Geol. I.T., EUB
Pat Dunn, EUB
Brian Lucyk, C.E.T., EUB
Frank Pittis, EUB
Shirley McGuffin, EUB
Tim Boyler, Geol. I.T., EUB
Bonnie Lawrence, EUB
Karl Jors, EUB
Torrie Paul, P.Geol., EUB
Milada Rysan, EUB

Computer Mapping and Support

Greg Billson, EUB
Shauna Miller, P.Geol., EUB
Angie Toone, EUB
Lynn Mason, EUB
MaryAnne Pinto, EUB
Frances Wazynick, EUB

Editing and Communications

Charlene Gaudet, APR, NEB
Darin Barter, EUB
Candice Servais, NEB
Jackie Bourgaize, EUB
Ona Stonkus, EUB
Anne Moran, EUB
Karen Logan, EUB

Printing

Rob DeGrace, EUB

French Version

Marc Thibaudeau, NEB

Foreword

The Alberta Energy and Utilities Board (EUB) is an independent, quasi-judicial agency of the Government of Alberta. Its mission is to ensure that the discovery, development, and delivery of Alberta's energy resources and utilities services take place in a manner that is fair, responsible, and in the public interest.

The EUB regulates the safe, responsible, and efficient development of Alberta's energy resources—oil, natural gas, oil sands, coal, and electrical energy—and the pipelines and transmission lines to move the resources to market. On the utilities side, it regulates rates and terms of service of investor-owned natural gas, electric, and water utility services, as well as the major intra-Alberta gas transmission system, to ensure that customers receive safe and reliable service at just and reasonable rates.

The National Energy Board (NEB) is an independent, quasi-judicial agency of the Government of Canada. Its purpose is to promote safety, environmental protection, and economic efficiency in the Canadian public interest within the mandate set by Parliament in the regulation of pipelines, energy development, and trade.

As part of its mandate under the *National Energy Board Act*, the NEB continually monitors the supply of all energy commodities in Canada (including electricity, oil, natural gas, and their by-products) and the demand for Canadian energy commodities in both domestic and export markets. The NEB publishes reports on energy, known as Energy Market Assessments, which examine various facets of Canada's supply and demand and specific reports on current and near-term energy market issues. The NEB also has a specific monitoring role pursuant to its regulatory responsibilities whereby it monitors Canadian energy markets to ensure that they are operating such that Canadian energy requirements are being met at fair market prices.

If a party wishes to rely on material from this report in any regulatory proceeding before the NEB, it may submit the material, just as it may submit any public document. In such a case, the material is in effect adopted by the party submitting it and that party could be required to answer questions on it.

Independently, the EUB and NEB recognized the need for a re-examination of the conventional natural gas resources in Alberta. In order to make best use of limited staff availability and to demonstrate regulatory efficiency, the two Boards formed a partnership for this study. This study examines the geological potential for conventional natural gas resources and provides an estimate of those resources for Alberta. The main objective of this report is to provide the estimate and the methodology used to determine that estimate. The estimate, subject to future joint revisions, will be used by the EUB and NEB in their future projections of natural gas supply.

Executive Summary

The Alberta Energy and Utilities Board (EUB) and the National Energy Board (NEB) (the Boards) estimate supply and demand on a provincial and national scale respectively. Ultimate potential of conventional natural gas is a key component required to make projections of future supply. Since the EUB's last detailed study of the ultimate potential for gas in Alberta was done in 1992, the number of wells drilled has doubled. Similarly, almost 25 per cent more wells have been drilled in Alberta since the last NEB study, released in 2004, which was based on data from year-end 2000. In 2001, the Boards separately came to the conclusion that an updated ultimate potential estimate was required. Collectively, to show regulatory efficiency and in line with the cooperation as set out in the EUB/NEB *Common Reserves Database Agreement*, the two Boards decided to collaborate on a joint study.

This report, *Alberta's Ultimate Potential for Conventional Natural Gas*, presents the results of the joint study and includes details on the methodology. The Boards have adopted 6276 billion cubic metres (10^9 m^3) (223 trillion cubic feet [Tcf]) as their estimate of ultimate potential for marketable conventional natural gas. Note that this estimate does not include unconventional gas, such as coalbed methane (CBM). The new estimate for conventional natural gas will be used by both Boards in future supply projections.

The new estimate is 12 per cent higher than the last EUB estimate and is 7 per cent higher than the last NEB estimate. The primary reason for the increased ultimate potential is a better understanding of the geology of the province gained as a result of the increased drilling since 1992. As a result, Alberta will continue to be the main supply region for Canadian gas demands.

Having regard for the inherent uncertainty in estimating geological prospects and predicting gas potential, the project team estimated a range for the ultimate potential for marketable conventional natural gas in Alberta to be 5765 10^9 m^3 (205 Tcf) to 7134 10^9 m^3 (253 Tcf), as shown in Table A.

Table A. Alberta's ultimate potential for marketable conventional natural gas

	Gas in place		Marketable gas	
Case	10^9 m^3	Tcf	10^9 m^3	Tcf
Low	9 31	345	5765	205
Medium	10583	376	6276	223
High	12012	426	7134	253

Table B shows a breakdown of ultimate potential for natural gas into its components as of early December 2004 (production to end of October 2004).

Table B. Categorization of ultimate potential—medium case

	Gas in place		Marketable gas	
Category	10^9 m^3	Tcf	10^9 m^3	Tcf
Discovered	7744	275	4542	161
Cumulative production	5863	208	3438	122
Remaining discovered	1882	67	1104	39
Undiscovered	2838	101	1734	62
Ultimate potential	10583	376	6276	223
Remaining ultimate potential	4720	168	2838	101

The remaining ultimate potential estimate represents the volume of gas that will be available in the future to meet Canadian domestic and export demands. The new estimate of remaining ultimate potential for conventional natural gas in Alberta is 2838 10^9 m^3 (101 Tcf).

Although increased from earlier estimates, Alberta's remaining ultimate potential of marketable conventional natural gas will require supplements from unconventional gas supplies in order to continue to meet Canadian domestic and export demands. Extraction of both types of gas resources will contribute to a healthy and vibrant oil and gas industry in Alberta for many years to come.

1 Introduction

Canada plays an important role in the North American natural gas market. Today Canada provides about one-quarter of total North American gas production. Canada's ability to remain a key supplier of natural gas will depend on the size and quality of its resource base. Within Canada, the province of Alberta is the major contributor to gas supply, accounting for almost 80 per cent of the total Canadian production.

1.1 History

Recently, there have been record levels of drilling in Alberta, reserves growth has been unable to match production, and Alberta appears to have reached, or at least is very near, its peak capacity. Consequently, there is significant interest in Alberta's ultimate potential for marketable conventional natural gas.

Beginning in the 1950s, the Alberta Energy and Utilities Board (EUB) and the National Energy Board (NEB) (the Boards) have made periodic estimates of the ultimate potential for natural gas in Alberta. The EUB's last detailed study used data available to mid-1991, and these data were presented in EUB *Report 92-A: Ultimate Potential and Supply of Natural Gas in Alberta*. The NEB's most recent study took advantage of the data for wells drilled to year-end 2000. The NEB report *Conventional Natural Gas Resources—A Status Report*, released in April 2004, dealt with all of Canada. The NEB's assessment of Alberta's resources detailed in that report was intended as an interim estimate to be superseded by the results of this joint assessment.

Estimates of ultimate potential tend to increase over time. This is usually the result of increased information available as development of a basin or area matures. Estimates reflect the judgement of the estimators. As shown in Figure 1.1, estimates for Alberta's ultimate potential have increased from 2254 billion cubic metres (10^9 m^3) (80 trillion cubic feet [Tcf]) in 1955 to the current 6276 10^9 m^3 (223 Tcf). Future studies will continue to monitor the trend in ultimate potential.

Ultimate potential studies have been undertaken by others as well. Notably, the Canadian Gas Potential Committee (CGPC) conducts studies for all of Canada and released reports in 1997 and 2001, the most recent entitled *Natural Gas Potential in Canada 2001*. Table 1.1 shows a comparison of the estimates noted with the medium case value from this study.

Table 1.1. Comparison of ultimate potential marketable natural gas estimates for Alberta

Source	Date of data	Ultimate potential (10^9 m^3)	Ultimate potential (Tcf)
EUB/NEB 2005	2004	6276	223
NEB 2004	2000	5855	207
CGPC 2001	1998	5761	203
EUB 1992	1991	5600[1]	200[2]

[1] 37.4 megajoules per cubic metre basis.
[2] 1000 British Thermal Units per cubic foot basis.

The current study uses data from 320 000 wells drilled by December 2004. The NEB 2004 report was based on data from 250 000 wells drilled in Alberta by year-end 2000. The 2001 CGPC report used data from the 230 000 wells that had been drilled by its reference date of year-end 1998. The EUB's 1992 report was based on data from 160 000 wells that had been drilled in Alberta by mid-1991.

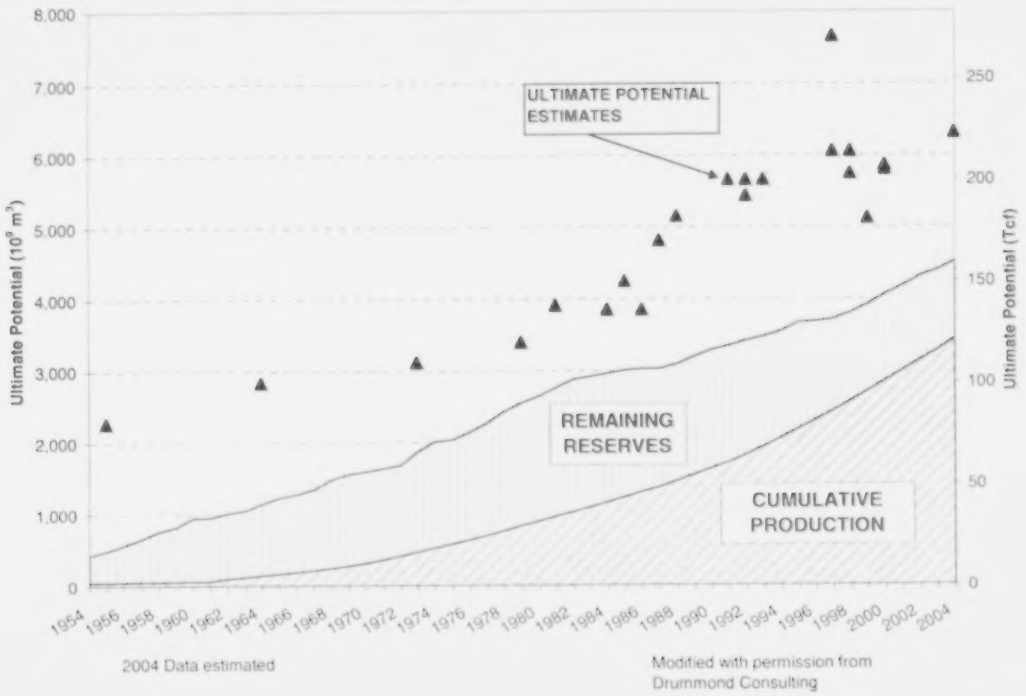


Figure 1.1. Historical estimates of Alberta's ultimate potential for conventional natural gas

In addition to new well information available since the previous studies, circumstances have changed significantly in recent years. Increases in gas prices have resulted in the exploration for and development of many new low-productivity pools that were previously beyond economic reach. The Boards recognize that a large number of wells have been drilled in development areas to maintain contract rates and were not for exploratory purposes. Advances in technology, such as horizontal drilling, mud systems, completion techniques, drill bits, and the use of refined seismic technologies, including three-dimensional (3D), have also resulted in the discovery and development of many new pools.

The Boards concluded that a new study of ultimate potential was required. In line with their partnership on natural gas and crude oil reserves and to improve regulatory efficiency, the Boards decided to collaborate on a joint study of the conventional natural gas resources of Alberta. Consequently, a project team of staff from the Boards was created (see Acknowledgements).

1.2 Scope and Format of This Report

For the purpose of this report, the term *ultimate potential* refers to an estimate of the volume of marketable gas reserves that will be proven to exist in a geological basin or in a specific area after exploration has ceased, having regard for the geological prospects of that area and anticipated technology and economic conditions. At any point in time, ultimate potential is the sum of resources that have been discovered and resources that are still undiscovered. Discovered resources have been confirmed by wells drilled, while undiscovered resources are expected to be discovered by future drilling.

The terminology used in discussing ultimate potential in this study is presented in Figure 1.2.

<table>
<tr><th colspan="4">Terms</th><th>Level of Uncertainty</th></tr>
<tr><td rowspan="3">Ultimate Potential</td><td rowspan="2">Undiscovered</td><td colspan="2">Future</td><td rowspan="2">High
↑
Medium</td></tr>
<tr><td colspan="2">Unbooked/Unconfirmed/Bypassed</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Discovered</td><td rowspan="2">Booked</td><td>Reserves</td><td>Low</td></tr>
<tr><td>Cumulative Production</td><td>None</td></tr>
</table>

Figure 1.2. Terminology for study of Alberta's ultimate potential for conventional natural gas

Gas in place is the volume of gas in the reservoir, *recoverable gas* is the volume that can be produced, and *marketable gas* is the volume that remains after processing. Although this report focuses on gas in place (GIP), it also includes estimates of recoverable and marketable gas using parameters from existing pools. Gas that has been produced and estimates of gas yet to be produced are also shown. *Remaining gas* (ultimate potential minus cumulative production) represents the volume available to meet future market demands.

This report deals only with conventional natural gas, that is, gas from clastic and carbonate reservoirs where recovery is possible with technological improvements and prices that can be reasonably anticipated. Coalbed methane (CBM), shale gas, and other forms of unconventional gas are not considered. As discussed in Section 5.1, the main source of unconventional gas in Alberta is CBM.

In recognition of the inherent uncertainty in making estimates of ultimate potential for gas, this report presents low, medium, and high case estimates. The low case reflects a high degree of certainty, while the high case recognizes that the resources could be discovered but that there is much uncertainty associated with the estimate. The medium case is assumed to be the most realistic estimate.

This report does not specifically deal with the economics of discovering, developing, or producing Alberta's gas resources. Nor does it deal with the rate of discovery or productive capacity for natural gas. This report and the associated data are intended to form the basis for economic analysis and supply projections by the EUB, NEB, or others.

The appendix presents the details of the methodology applied in estimating the ultimate GIP. Section 3 discusses the conversion of the ultimate GIP estimates to producible, initial marketable, and remaining marketable gas volumes.

1.3 Units of Measure

The data in this report are presented in metric units, followed, where appropriate, with the imperial equivalent in brackets.

Both the EUB and NEB state natural gas volumes in metric units at the standard conditions of 101.325 kilopascals (kPa) and 15 degrees Celsius (°C). In imperial units, the EUB uses standard conditions of 14.65 pounds per square inch absolute (psia) and 60 degrees Fahrenheit (°F), while the NEB uses 14.73 psia and 60°F. For purposes of this report, a conversion factor of 35.49373 cubic feet per cubic metre (cf/m^3) has been used, reflecting the standard conditions used by the EUB. Readers requiring an accurate conversion to the NEB standard conditions should use a conversion factor of 35.30096 cf/m^3.

All gas volumes in this report are shown on an "as is" basis, with no adjustment for heating value.

1.4 Effective Date of the Data

Work began on this study in mid-2001 and continued to the end of 2004. Data analysis and updates were done on existing EUB databases throughout that period and new databases specific to the ultimate potential study were developed. All data retrievals were refreshed on December 7, 2004, and the final ultimate potential estimates were based on these data. This means that wells drilled and evaluated and internal reserve changes made prior to December 7, 2004, are incorporated in this study.

1.5 Industry Input and Peer Review

The project team did not request formal input from industry in the form of a public hearing or proceeding for this study. However, informal discussions were held with various operators active in the foothills area in order to gain further insight into this geologically complex area. In addition, a limited peer review was conducted with staff from the CGPC and the Earth Science Sector of Natural Resources Canada. Input received from all parties was very beneficial and greatly appreciated.

1.6 Supplemental Information

In addition to this report, a considerable amount of supplemental information is available. Figure 1.3 shows the format and the media on which each part is available. The report is available in English and French at no charge. The report and maps are available on the EUB and NEB Web sites. A CD containing the report, maps, and supplemental information is available at the EUB at no charge. A second CD containing the ultimate potential database, as well as the report, maps, and supplemental information, is available at the EUB at a cost.

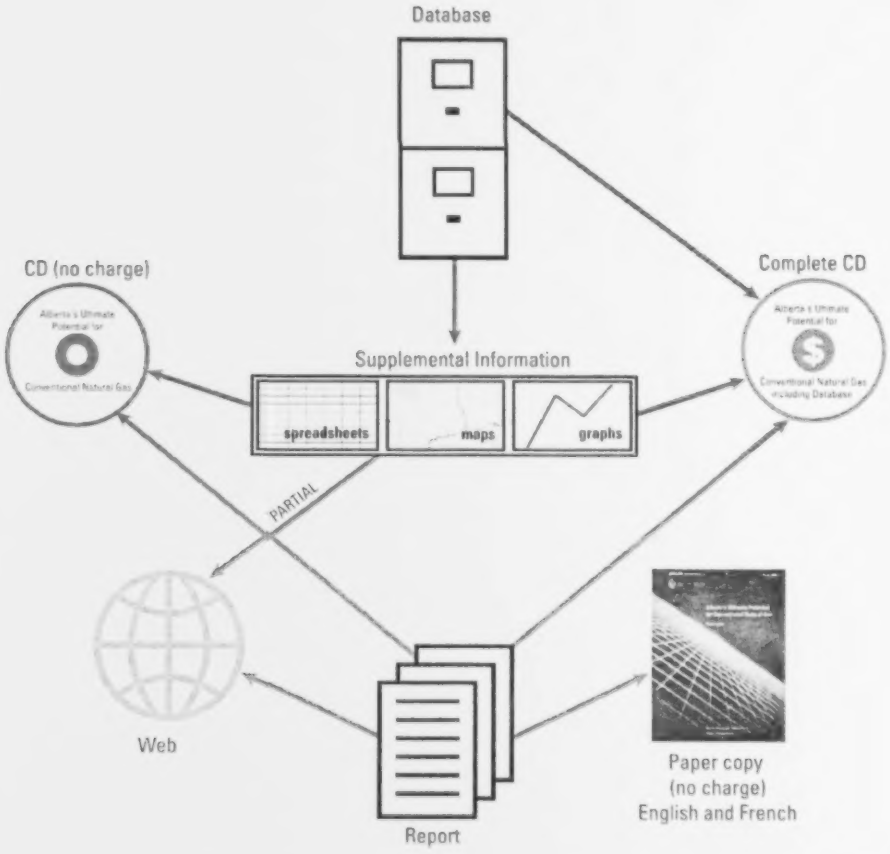


Figure 1.3. ***Alberta's Ultimate Potential for Conventional Natural Gas*—information availability**

1.7 Reader Questions and Comments

The reader is encouraged to contact the EUB or NEB with questions and comments respecting either this report or the associated data included on the compact discs and EUB/NEB Web sites. Please contact

Alberta Energy and Utilities Board
640 - 5 Avenue SW
Calgary, Alberta T2P 3G4
Attention: Wayne Elsner
Phone: (403) 297-8229
E-mail: wayne.elsner@gov.ab.ca

or

National Energy Board
444 - 7 Avenue SW
Calgary, Alberta T2P 0X8
Attention: Denis Tremblay
Phone: (403) 299-2717
E-mail: dtremblay@neb-one.gc.ca

2 Methodology

The project team first assembled all pertinent data, statistical analysis, maps, and other information in an easily accessible and understandable format. The project team then used their expertise and judgement to make geological assessments and determinations to arrive at the estimates of ultimate potential. As mentioned earlier, a peer review process was also undertaken to incorporate the knowledge and expertise of others.

The depositional/erosional edges of major stratigraphic units used in EUB *Report 92-A* formed the basis for a geological model of Alberta. These edges were reviewed and refined from new drilling data. Play area boundaries from EUB *Report 92-A* were modified to reflect new discoveries and geological interpretations. Throughout the study, the project team relied heavily on existing EUB/NEB databases containing well, geological, and reserves data.

Additionally, the project team made extensive use of Geographic Information System (GIS) software, which has significantly enhanced and simplified the analysis of the several large datasets used in this study. GIS enabled the team to do detailed analysis and create informative maps, many of which are contained in the report's supplemental information.

The appendix presents the details of the methodology.

3 Gas in Place

As explained earlier, in light of the inherent uncertainty in estimating the ultimate GIP, this study includes low, medium, and high case estimates. The low case is 9731 10^9 m^3 (345 Tcf), reflecting a good deal of certainty that the ultimate GIP meets or exceeds that estimate. The medium case is 10 583 10^9 m^3 (376 Tcf), representing the most realistic estimate. The high case of 12 012 10^9 m^3 (426 Tcf) recognizes that while the resources could be discovered, there is much uncertainty associated with the estimate.

Table 3.1 shows the low, medium, and high case estimates for each of the 42 stratigraphic intervals (numbered as Strat ID).

3.1 Comparison with Previous Studies

Table 3.2 compares results of this study with those of *Report 92-A* and the NEB's April 2004 report. The table gives the growth in both booked GIP and ultimate GIP. As shown in the percentage change column, the majority of reserves growth has been in the shallow Cretaceous zones, with only limited growth and in some instances a reduction in the estimate of booked GIP and ultimate GIP for the deeper Devonian zones. This observation may be more a reflection of the drilling over the past years, concentrating on the shallow, more accessible targets. Also, during the years between studies, a number of the deeper zones, especially in the foothills region, have not proven to be as large or as productive as previously expected. Many pools in the foothills have been restudied with performance data and a large volume of GIP has been deleted from the EUB/NEB database.

There has been more than a 43 per cent increase in booked GIP since *Report 92-A*. This increase has resulted in less than a 10 per cent increase in the estimate of ultimate GIP. *Report 92-A* adopted 9600 10^9 m^3 (340 Tcf) as the ultimate GIP for Alberta. The April 2004 NEB report estimated 9952 10^9 m^3 (351 Tcf), and this study estimates 10 583 10^9 m^3 (376 Tcf).

Table 3.1. Low, medium, and high case GIP

Strat ID	Stratigraphic interval	10^9 m^3			Tcf		
		Low case	Medium case	High case	Low case	Medium case	High case
1	Paskapoo & Edmonton	34.77	39.80	49.59	1.23	1.41	1.76
2	Belly River	314.34	327.73	361.15	11.16	11.63	12.82
3	Chinook	7.85	8.33	8.80	0.28	0.30	0.31
4	Milk River	292.25	296.01	300.44	10.37	10.51	10.66
5	Medicine Hat	358.30	361.98	365.66	12.72	12.85	12.98
6	Colorado	17.15	18.24	19.34	0.61	0.65	0.69
7	Lower Colorado & Badheart	3.36	3.89	4.75	0.12	0.14	0.17
8	Cardium	640.76	684.35	727.94	22.74	24.29	25.84
9	Doe Creek	16.61	17.79	18.98	0.59	0.63	0.67
10	Dunvegan	102.55	110.43	123.73	3.64	3.92	4.39
11	Second White Specks	177.17	185.23	193.30	6.29	6.57	6.86
12	Fish Scales	11.67	14.83	17.99	0.41	0.53	0.64
13	Viking	678.76	718.88	790.23	24.09	25.52	28.05
14	Basal Colorado	48.66	50.39	53.05	1.73	1.79	1.88
15	Mannville Above Glauconitic	1028.41	1108.86	1198.47	36.50	39.36	42.54
16	Glauconitic	969.37	1044.13	1150.76	34.41	37.06	40.84
17	Ostracod	78.54	86.27	94.01	2.79	3.06	3.34
18	Ellerslie	779.31	874.40	1005.91	27.66	31.04	35.70
19	Cadomin	118.74	134.13	153.10	4.21	4.76	5.43
20	Nikanassin	12.20	15.04	18.57	0.43	0.53	0.66
21	Rock Creek & Sawtooth	132.42	150.21	177.83	4.70	5.33	6.31
22	Nordegg	119.52	130.53	143.15	4.24	4.63	5.08
23	Baldonnel	13.25	14.57	15.90	0.47	0.52	0.56
24	Charlie Lake	44.83	52.32	69.68	1.59	1.86	2.47
25	Boundary	7.44	7.59	7.78	0.26	0.27	0.28
26	Halfway	84.63	88.93	99.21	3.00	3.16	3.52
27	Doig	32.14	35.20	38.27	1.14	1.25	1.36
28	Montney	155.37	181.47	229.09	5.51	6.44	8.13
29	Belloy	17.11	21.59	26.06	0.61	0.77	0.93
30	Kiskatinaw & Taylor Flat	67.36	76.13	92.70	2.39	2.70	3.29
31	Turner Valley	1139.80	1234.33	1516.15	40.46	43.81	53.81
32	Shunda	66.60	77.59	85.40	2.36	2.75	3.03
33	Pekisko	162.70	182.51	225.16	5.77	6.48	7.99
34	Banff	50.06	62.96	91.82	1.78	2.23	3.26
35	Bakken	7.43	8.26	9.76	0.26	0.29	0.35
36	Wabamun Crossfield	405.08	497.08	633.80	14.38	17.64	22.50
37	Winterburn Nisku	225.94	257.77	317.02	8.02	9.15	11.25
38	Leduc & Grosmont	632.51	679.63	743.33	22.45	24.12	26.38
39	Swan Hills & Slave Point	535.93	568.66	651.90	19.02	20.18	23.14
40	Gilwood & Granite Wash	34.86	39.55	46.86	1.24	1.40	1.66
41	Sulphur Point	22.22	26.61	36.32	0.79	0.94	1.29
42	Zama & Keg River	82.76	88.28	98.80	2.94	3.13	3.51
	Totals[1]	9730.73	10582.48	12011.76	345.36	375.60	426.33

[1] Discrepancies are due to rounding.

Table 3.2. GIP in current study compared with previous EUB and NEB studies (10^9 m^3)

Strat ID	Stratigraphic interval	EUB Report 92-A		NEB – 2004		EUB/NEB 2005		% change from Report 92-A to EUB/NEB 2005	
		Discovered	Ultimate	Discovered	Ultimate	Discovered	Ultimate	Discovered	Ultimate
1	Paskapoo & Edmonton	1.73	5.83	5.46	15.39	19.44	39.79	1023.7%	582.7%
2	Belly River	96.53	160.99	184.43	366.81	232.32	327.73	140.7%	103.6%
3	Chinook	0.96	5.77	5.58	8.27	6.92	8.33	620.8%	44.4%
4	Milk River	166.31	224.29	226.01	391.82	286.30	296.01	72.1%	32.0%
5	Medicine Hat	194.55	253.45	215.49	324.35	341.47	361.98	75.5%	42.8%
6	Colorado[1]	NA	NA	8.52	9.99	15.44	18.24	NA	NA
7	Lower Colorado & Badheart[1]	NA	NA	1.67	3.17	2.51	3.89	NA	NA
8	Cardium	257.30	510.65	480.09	558.96	544.34	684.35	111.6%	34.0%
9	Doe Creek	8.07	15.32	12.65	15.25	14.69	17.79	82.0%	16.1%
10	Dunvegan	18.09	50.98	36.49	56.04	57.95	110.43	220.3%	116.6%
11	Second White Specks	66.38	121.17	85.82	92.17	134.31	185.23	102.3%	52.9%
12	Fish Scales	0.83	2.11	1.98	4.15	5.47	14.83	559.0%	602.8%
13	Viking	433.37	647.36	469.60	583.91	526.89	718.88	21.6%	11.0%
14	Basal Colorado	40.59	65.66	42.49	51.58	43.09	50.39	6.2%	-23.3%
15	Mannville Above Glauconitic	419.57	667.91	656.97	971.96	758.77	1108.86	80.8%	66.0%
16	Glauconitic	437.86	790.54	737.79	1094.97	743.37	1044.13	69.8%	32.1%
17	Ostracod	29.33	72.96	43.77	71.61	51.00	86.27	73.9%	18.2%
18	Ellerslie	449.30	853.37	667.51	1014.78	576.99	874.40	28.4%	2.5%
19	Cadomin	42.66	150.94	46.25	84.82	67.66	134.13	58.6%	-11.1%
20	Nikanassin	12.75	61.20	9.82	16.82	8.56	15.04	-32.9%	-75.4%
21	Rock Creek & Sawtooth[2]	43.05	130.72	61.61	81.73	80.77	150.21	87.6%	14.9%
22	Nordegg	66.08	134.41	108.85	135.11	96.49	130.53	46.0%	-2.9%
23	Baldonnel[3]	NA	NA	6.92	9.35	9.92	14.57	NA	NA
24	Charlie Lake[3]	8.42	40.04	26.62	59.18	27.22	52.32	223.3%	30.7%
25	Boundary	2.67	7.50	7.42	7.88	7.24	7.59	171.2%	1.2%
26	Halfway	38.62	100.42	58.36	78.07	64.00	88.93	65.7%	-11.4%
27	Doig[4]	26.69	55.55	29.42	40.40	28.74	35.20	7.7%	-36.6%

(continued)

Table 3.2. GIP in current study compared with previous EUB and NEB studies (10^9 m^3) (concluded)

Strat ID	Stratigraphic interval	EUB Report 92-A		NEB – 2004		EUB/NEB 2005		% change from Report 92-A to EUB/NEB 2005	
		Discovered	Ultimate	Discovered	Ultimate	Discovered	Ultimate	Discovered	Ultimate
28	Montney[4]	30.84	84.22	93.88	157.94	106.29	181.47	244.6%	115.5%
29	Belloy	19.78	34.28	9.55	22.59	8.39	21.59	-14.2%	-37.0%
30	Kiskatinaw & Taylor Flat	22.22	50.94	51.40	73.39	50.40	76.13	126.8%	49.5%
31	Turner Valley	892.76	1304.32	911.83	1217.76	978.04	1234.33	9.6%	-5.4%
32	Shunda	33.86	62.65	56.60	63.60	49.46	77.59	46.1%	23.8%
33	Pe[illegible]ko	124.62	208.78	145.96	176.48	133.60	182.51	7.2%	-12.6%
34	Banff	18.25	57.06	34.18	47.58	32.87	62.96	80.1%	10.3%
35	Bakken	4.65	11.93	1.89	3.10	5.57	8.26	19.8%	-30.8%
36	Wabamun Crossfield	234.03	527.70	255.40	403.53	277.35	497.08	18.5%	-5.8%
37	Winterburn Nisku	131.87	369.45	171.27	228.38	175.40	257.77	33.0%	-30.2%
38	Leduc & Grosmont	542.54	768.62	561.68	618.97	566.33	679.63	4.4%	-11.6%
39	Swan Hills & Slave Point	410.16	851.00	476.70	641.46	485.65	568.66	18.4%	-33.2%
40	Gilwood & Granite Wash	26.17	57.05	30.56	38.28	29.66	39.55	13.3%	-30.7%
41	Sulphur Point	14.21	33.01	12.90	18.36	16.43	26.61	15.6%	-19.4%
42	Zama & Keg River	51.87	74.93	74.25	92.08	76.79	88.28	48.0%	17.8%
	Totals[6]	5419.54	9625.08	7125.61	9952.04	7744.10	10582.48	43.2%	9.9%

[1] Zone not included within *Report 92-A*.

[2] The NEB 2004 report split the Rock Creek Sawtooth into three zones: Sawtooth, Swift, and Rock Creek.

[3] *Report 92-A* combined the Baldonnel with the Charlie Lake.

[4] *Report 92-A* combined the Doig with the Montney.

[5] The NEB 2004 report split the Jean Marie from the Nisku.

[6] Discrepancies are due to rounding.

4 Marketable Gas

Conversion of GIP estimates to marketable gas requires the application of a recovery factor to obtain producible reserves and a surface loss factor to yield marketable gas. The recovery factor recognizes that for practical and economic reasons, only a portion of the GIP can be produced. Surface loss accounts for field plant extraction of natural gas coproducts and impurities from the raw gas, the flaring of test gas and solution gas (where solution gas is not gathered), and lease fuel.

The recovery and surface loss factors for future gas discoveries are assumed to be the same in each play as that for gas discovered to date. The GIP, producible gas, and marketable gas for each stratigraphic interval are shown for the medium case in Table 4.1.

Table 4.1. Marketable gas

		10^9 m^3			Tcf		
Strat ID	Stratigraphic interval	GIP	Producible	Marketable	GIP	Producible	Marketable
1	Paskapoo & Edmonton	39.80	24.40	23.17	1.41	0.87	0.82
2	Belly River	327.73	205.95	192.34	11.63	7.31	6.83
3	Chinook	8.33	6.52	5.53	0.30	0.23	0.20
4	Milk River	296.01	188.07	178.71	10.51	6.68	6.34
5	Medicine Hat	361.98	232.27	224.63	12.85	8.24	7.97
6	Colorado	18.24	11.61	10.99	0.65	0.41	0.39
7	Lower Colorado & Badheart	3.89	2.56	2.44	0.14	0.09	0.09
8	Cardium	684.35	227.28	179.21	24.29	8.07	6.36
9	Doe Creek	17.79	13.06	11.66	0.63	0.46	0.41
10	Dunvegan	110.43	86.07	78.05	3.92	3.05	2.77
11	Second White Specks	185.23	121.50	114.36	6.57	4.31	4.06
12	Fish Scales	14.83	10.04	9.38	0.53	0.36	0.33
13	Viking	718.88	534.97	496.78	25.52	18.99	17.63
14	Basal Colorado	50.39	43.22	41.10	1.79	1.53	1.46
15	Mannville Above Glauconitic	1108.86	797.01	741.61	39.36	28.29	26.32
16	Glauconitic	1044.13	763.67	695.15	37.06	27.11	24.67
17	Ostracod	86.27	63.64	55.33	3.06	2.26	1.96
18	Ellerslie	874.40	630.54	566.08	31.04	22.38	20.09
19	Cadomin	134.13	84.73	76.64	4.76	3.01	2.72
20	Nikanassin	15.04	10.61	9.66	0.53	0.38	0.34
21	Rock Creek & Sawtooth	150.21	105.69	92.74	5.33	3.75	3.29
22	Nordegg	130.53	96.11	83.46	4.63	3.41	2.96
23	Baldonnel	14.57	11.01	9.90	0.52	0.39	0.35
24	Charlie Lake	52.32	38.32	32.76	1.86	1.36	1.16
25	Boundary	7.59	3.55	2.57	0.27	0.13	0.09
26	Halfway	88.93	64.69	55.37	3.16	2.30	1.97
27	Doig	35.20	26.16	22.37	1.25	0.93	0.79
28	Montney	181.47	125.94	110.18	6.44	4.47	3.91

(continued)

Table 4.1. Marketable gas (concluded)

Strat ID	Stratigraphic interval	10^9 m^3			Tcf		
		GIP	Producible	Marketable	GIP	Producible	Marketable
29	Belloy	21.59	16.10	13.89	0.77	0.57	0.49
30	Kiskatinaw & Taylor Flat	76.13	62.21	58.23	2.70	2.21	2.07
31	Turner Valley	1234.33	992.33	766.82	43.81	35.22	27.22
32	Shunda	77.59	60.06	54.19	2.75	2.13	1.92
33	Pekisko	182.51	145.74	127.22	6.48	5.17	4.52
34	Banff	62.96	47.49	41.24	2.23	1.69	1.46
35	Bakken	8.26	6.31	5.93	0.29	0.22	0.21
36	Wabamun Crossfield	497.08	384.72	265.18	17.64	13.66	9.41
37	Winterburn Nisku	257.77	173.62	129.47	9.15	6.16	4.60
38	Leduc & Grosmont	679.63	485.37	359.40	24.12	17.23	12.76
39	Swan Hills & Slave Point	568.66	394.68	262.71	20.18	14.01	9.32
40	Gilwood & Granite Wash	39.55	22.85	16.68	1.40	0.81	0.59
41	Sulphur Point	26.61	19.49	16.65	0.94	0.69	0.59
42	Zama & Keg River	88.28	53.80	36.14	3.13	1.91	1.28
	Totals[1]	10582.48	7393.96	6276.05	375.60	262.45	222.72

[1] Discrepancies are due to rounding.

5 Other Issues

5.1 Unconventional Gas

Unconventional gas resources have not been studied for this report. Very recently, unconventional gas, in particular CBM, has been confirmed as commercially producible and has undergone a substantial increase in drilling activity. Although the amount of data available and the understanding of Alberta's CBM resources have certainly grown a good deal in the last several years, it remains very difficult to arrive at an estimate of ultimate potential for CBM.

The EUB's Alberta Geological Survey (AGS) does provide an initial look at the ultimate GIP of gas contained within the coals of Alberta in its 2003 report *EUB/Alberta Geological Survey Earth Science Report ESR 2003-03: Production Potential of Coalbed Methane Resources in Alberta*, by A. Beaton. The AGS study resulted in an ultimate GIP estimate for CBM of greater than 14.2 trillion m^3 (500 Tcf). As the understanding of CBM improves and more information becomes available, CBM will become part of future studies.

5.2 Restricted Access

As indicated earlier, the use of GIS software allows for an estimate of the future potential within any section in Alberta. The project team determined that there is 54.4 10^9 m^3 (2 Tcf) of marketable gas under the current boundaries of major cities, lakes, protected areas, and federal and provincial parks. No sour gas buffer zone around cities was used, as in the NEB 2004 report. These estimates are based on current technology. Future advances in technology or changes in surface access restrictions would result in revisions to these estimates.

5.3 Canadian Resources

As previously noted, Alberta is the major contributor to the Canadian gas supply, accounting for almost 80 per cent of the total. The NEB, as part of its mandate, maintains estimates of ultimate potential for all regions of Canada. Its current estimates were provided in the 2004 report. Table 5.1 shows the new estimate of Alberta's ultimate potential for natural gas in perspective with the rest of Canada.

Table 5.1. Current NEB estimates of ultimate potential for conventional marketable natural gas in Canada—10^9 m^3 (Tcf)

	Discovered		Undiscovered		Ultimate potential[1]	
Western Canada Sedimentary Basin						
Alberta	4542	(161)	1734	(62)	6276	(223)
British Columbia	691	(24)	745	(27)	1436	(51)
Saskatchewan	242	(9)	13	(0)	255	(9)
Southern territories	29	(1)	167	(6)	196	(7)
Subtotal	**5504**	**(195)**	**2659**	**(95)**	**8163**	**(290)**
East coast (offshore)	**387**	**(14)**	**2208**	**(77)**	**2595**	**(91)**
West coast	**0**	**(0)**	**485**	**(17)**	**485**	**(17)**
Northern Canada	**605**	**(22)**	**2680**	**(94)**	**3285**	**(116)**
Ontario	**45**	**(1)**	**22**	**(1)**	**67**	**(2)**
Gulf of St. Lawrence (Maritimes Basin)	**2**	**(0)**	**38**	**(1)**	**40**	**(1)**
Total Canada[1]	**6543**	**(231)**	**8092**	**(286)**	**14635**	**(517)**

[1] Discrepancies are due to rounding.

5.4 Updates to This Study

Although this study accounts for almost all drilling to date, record drilling levels and increasing attention to exploration and development of shallow Cretaceous pools require ongoing monitoring of drilling and exploration in the province. The Boards intend to maintain the several complex computer systems, databases, and processes developed for this study and to update the data on an ongoing basis. Any updates of the ultimate potential estimates will be reported in the EUB's annual *Statistical Series 98: Alberta's Reserves and Supply/Demand Outlook* or in various NEB publications.

5.5 Uses for the Data in This Study

The Boards expect to make ongoing use of the data and systems generated in this study, such as in the regional analysis of resources near pipelines, gas plants, and populated areas. The addition of gas analysis data will allow for the determination of sour gas volumes that may be encountered during future drilling activity and its locations relative to, for example, populated areas. Others are encouraged to use the data to improve their knowledge and understanding of the gas resources in Alberta.

6 Observations

6.1 General

Estimates of Alberta's ultimate potential for conventional marketable natural gas continue to grow, increasing from 5600 $10^9 m^3$ (200 Tcf), as estimated in *Report 92-A*, to 5855 $10^9 m^3$ (207 Tcf), as estimated by the NEB in 2004, and to 6276 $10^9 m^3$ (223 Tcf) in this study. This new estimate is 12 per cent higher than that in *Report 92-A* and 7 per cent higher than the 2004 NEB estimate. This follows the general trend of increasing estimates of ultimate potential over time as a basin matures, as discussed in the 2004 NEB report. The increase is attributed to a better understanding of the geology of the basin and increases in technology that allow industry to locate and develop pools in challenging areas.

Since estimates of ultimate potential refer to a volume of gas to be discovered in the future, the estimates always have a degree of uncertainty. The amount of uncertainty varies for each component of the estimate. Undiscovered resources have the highest amount of uncertainty, since there is no specific information about them. The level of uncertainty of unbooked, unconfirmed, and bypassed resources is medium, for booked reserves it is minimal, and finally, there is no uncertainty for cumulative production.

The new study only captures the resources of known geological plays. Should conceptual plays be discovered in the future, the resources for those plays would be added to the current estimate. The Boards will continue to monitor development in the size of the resource base for natural gas in Alberta.

Since 1991 (*Report 92-A*), discovered resources in Alberta have increased for all geological periods, as shown in Figure 6.1. Although most of the additions to discovered resources can be attributed to discovery of small pools and the expansion of large shallow pools, the recent discovery at Tay River confirms that large pools can still be found in Alberta. As the NEB noted in its 2004 report, over the period 1991 to 2000, the majority of discovered resource increases have been in the shallower zones.

Although the discovered resources for all geological periods have increased, the ultimate GIP for the Jurassic, Mississippian, and especially the Devonian period has decreased (see Figure 6.1). Estimates of the GIP in many discovered pools in these periods were decreased based on poor pool performance. Additionally, declining historical success rates caused the project team to often use even lower estimates of future success.

The Boards note that the majority of growth in the discovered and undiscovered resources has occurred in the Cretaceous periods. Higher gas prices in recent years have made these zones more economic than in the past, and industry has aggressively pursued development. This development has been in new pools, additions to existing pools, and the discovery of pools in areas and formations not previously considered to have potential. Several of the Cretaceous play areas have been substantially expanded from *Report 92-A* to account for recent discoveries. Growth in these shallower zones has been offset by decreases or minimal growth in the deeper Devonian period. However, these deeper plays still have significant undiscovered resources and the potential to find very large pools.

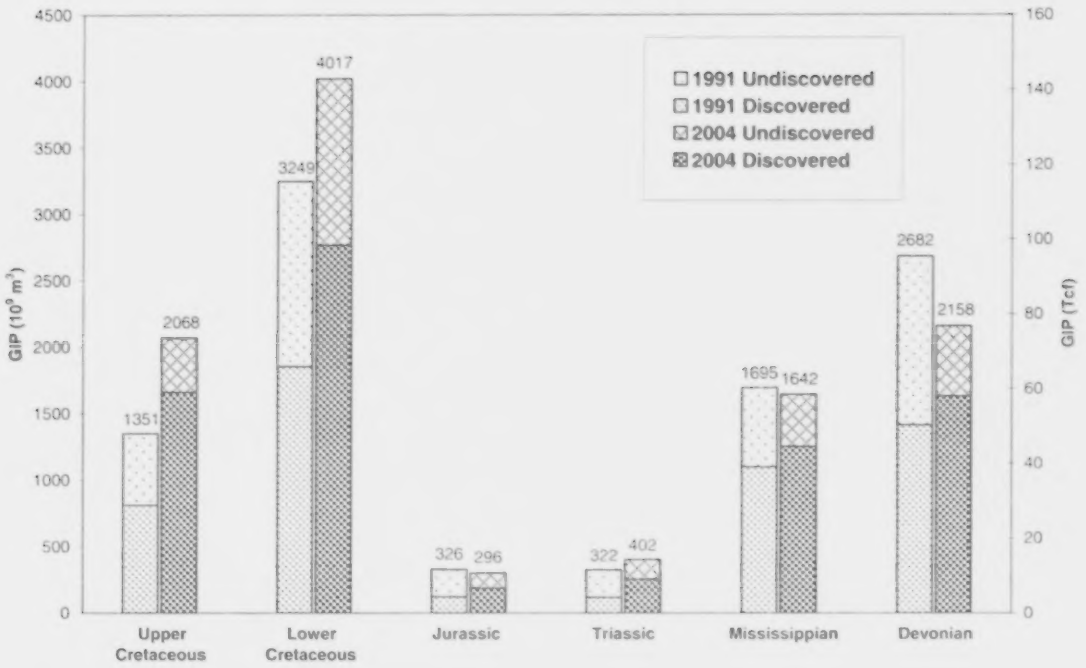


Figure 6.1. Gas in place by geological period

Alberta's initial reserves, as booked by the EUB/NEB, have increased by an average of 105 10^9 m^3 (3.8 Tcf) per year over the past four years. If these increases continue at the same rate, it would take about 16 years to find all of the undiscovered resources of conventional natural gas estimated in this study. The project team anticipates that annual additions will decline in future years and thus it will take longer to find all of the undiscovered resources. Alberta's annual production is in the order of 136 10^9 m^3 (4.8 Tcf), a volume that exceeds annual additions. Consequently, Alberta's remaining reserves will continue to decline.

In *Report 92-A*, about 39 per cent of the 5600 10^9 m^3 (200 Tcf) was undiscovered. In this study, only 28 per cent of the 6276 10^9 m^3 (223 Tcf) is undiscovered. Additionally, in *Report 92-A*, cumulative production represented 32 per cent of the total resources, while at year-end 2004 it represented 52 per cent of the total resources.

6.2 Foothills

The foothills region continues to be relatively unexplored when compared to the majority of the province; however, the Boards still consider the foothills to have considerable undiscovered resources. In this study, the ultimate potential in the foothills is estimated to be 1005.8 10^9 m^3 (36 Tcf), with 34 per cent still undiscovered. The undiscovered portion in the foothills amounts to about 20 per cent of the total undiscovered resources in the province. In *Report 92-A*, there were 1076.5 10^9 m^3 (38 Tcf) of total resources for the foothills, with 45 per cent undiscovered. The undiscovered portion in the foothills amounted to more than 22 per cent of the total undiscovered resources at that time.

Foothills plays have been added in several formations that were previously not considered to have potential, and some formations have been reduced. Discovered resources in the foothills have not increased substantially, in part due to reductions as a result of pool performance studies.

The geological complexity of the foothills makes it difficult to accurately estimate undiscovered resources. As a result, the project team relied upon industry consultation to assist in a better assessment of the region.

7 Conclusions

In order to reflect the uncertainty of estimating undiscovered resources, the project team has developed a range of ultimate potential estimates for Alberta. On a marketable gas basis, the range is 5765 10^9 m^3 (205 Tcf) to 7134 10^9 m^3 (253 Tcf), and the medium estimate is 6276 10^9 m^3 (223 Tcf).

The Boards reviewed the findings and estimates in this report and adopted an ultimate potential for marketable conventional natural gas of 6276 10^9 m^3 (223 Tcf) to be used in future supply projections.

The remaining ultimate potential estimate represents the volume of gas that will be available in the future to meet Canadian domestic and export demands. The new estimate of remaining ultimate potential for conventional natural gas in Alberta is 2838 10^9 m^3 (101 Tcf).

The increased ultimate potential is due to a better understanding of the geology of the province. Recognition of gas potential in new stratigraphic intervals and expansion of several play areas, especially in the Cretaceous, have contributed to this increase.

Although a significant amount of conventional natural gas remains to be discovered in Alberta, high levels of industry activity will be required to meet the growing demand for natural gas throughout North America. Additionally, new supplies from unconventional sources will be required to supplement the conventional gas supply from Alberta and the rest of Canada. This supply will ensure a healthy oil and gas industry in Alberta for many years.

Appendix Methodology

A1 Introduction—Assumptions

The major assumptions upon which this study is based are as follows:

- **Conceptual plays:** All future gas, as estimated in this report, will be discovered in currently known stratigraphic intervals and depositional environments. Although conceptual plays can exist, the likelihood that they would be significant relative to the total Alberta ultimate potential is assumed to be very low, but would be added to the estimate from this study.

- **Median GIP per section:** The GIP per section of future discoveries in each play area is generally equal to the median GIP per section of the discoveries to date. This issue was discussed in some detail in EUB *Report 92-A*. That report stated, "As the play area matures and pool size continues to decrease, the rate of change becomes minimal such that, even if a large number of additional pools is anticipated, the change in median GIP/sec will be insignificant." The median GIP was used in almost all cases.

- **Success rate:** Success rate (successful tracts divided by drilled tracts) can vary from year to year but generally declines over the life of a play area. The project team assigned a success rate for all future discoveries in a play area representing an estimate of the average for the future life of that play area.

- **Economics:** No detailed economic analysis was undertaken for this report. EUB *Report 92-A* suggested that at higher gas prices, the incremental increase in ultimate potential due to increases in gas price is quite small. Given today's relatively high gas prices, it is unlikely that a significant impact on the ultimate potential would occur due to future increases in gas price.

- **Technology:** Advances in technology can increase the ultimate potential, but no detailed analysis has been conducted as part of this study. Reasonably anticipated improvements in technology are assumed to be encompassed in the range of estimates of ultimate potential.

A2 Data

The data used in this study included

- **basic well:** location, finished drilling date, depth, status, and deepest stratigraphic interval penetrated;
- **formation tops:** stratigraphic zone and depth;
- **zone evaluation:** zone, pay type, and depth;
- **reserves:** zone, reservoir area and thickness, reserve type, oil in place, GIP, producible gas, initial marketable gas, remaining marketable gas, and gas analyses;
- **test:** absolute open flow potential and drillstem test;
- **production:** monthly and cumulative production; and
- **stratigraphic interval:** zones, depths, and map of aerial extent.

A3 Stratigraphic Intervals

The project team reviewed all hydrocarbon-bearing zones recognized as being capable of contributing to Alberta's ultimate potential for gas. EUB *Report 92-A* recognized 36 stratigraphic intervals. The project team reviewed these stratigraphic intervals, split some intervals into more than one, and added new intervals. There were 148 zones identified in this study, which were grouped into 42 stratigraphically equivalent intervals (numbered as Strat ID), as shown in the table on the next page.

Grouping of stratigraphic intervals has been done on the basis of lithology and geological time. There are some variations and exceptions:

- In a few cases, even though two or more zones may not strictly be geological equivalents, they are geographically separated and have been grouped for convenience. An example is the inclusion of the Quaternary with the Paskapoo & Edmonton interval.

- Some zones, such as the Gilwood and Granite Wash, which have been continuously deposited over a long period of time, are separated by other stratigraphic intervals in most areas of Alberta. However, in some areas it is difficult to differentiate between the two zones and, consequently, the zones have been combined into a single stratigraphic interval.

- In other instances, such as the Mannville Group above the Glauconitic, a large number of zones representing a complex distribution of individual sands have been combined into one stratigraphic interval.

GIS layers were created for each of the 42 stratigraphic intervals showing the depositional or erosional edges. GIS layers were also created to show the foothills and front range edges. These layers were overlain with the well information—formation tops and pay data. The accuracy of the boundary data and the well data was assessed and corrections and adjustments were made as necessary.

The revised layers formed the geological basis for all subsequent work. Maps showing these layers for each of the 42 stratigraphic intervals are included in the supplemental information to this report.

A4 Play Areas

Each stratigraphic interval has been subdivided into play areas where the geology is similar. The formation depths, fluid type (oil, gas, bitumen), GIP per section, success rate, and other parameters are reasonably consistent within these play areas. This consistency provides for the statistical and geological analysis of the drilled wells and discovered resources in the play area and the subsequent extrapolation of that information to the undrilled regions of the play area.

The play areas created in EUB *Report 92-A* were used as the starting point for this study, but they have undergone extensive revision based on new well information. As was done with the depositional and erosional edges, the project team used GIS software to assess the information and ensure the accuracy of the well data and play area boundaries.

Appendix Table. Stratigraphic intervals

Strat ID	Stratigraphic interval	Zones (group, formation, member)
1	Paskapoo & Edmonton	Quaternary, Paskapoo, Edmonton, Horseshoe Canyon
2	Belly River	Wapiti, Bearpaw, Belly River, Brazeau, Oldman, Foremost, Ribstone Creek, Victoria, Brosseau
3	Chinook	Chinook
4	Milk River	Milk River
5	Medicine Hat	Medicine Hat
6	Colorado	Colorado
7	Lower Colorado & Badheart	First White Specks, Badheart, Lower Colorado
8	Cardium	Cardium
9	Doe Creek	Doe Creek
10	Dunvegan	Dunvegan
11	Second White Specks	Second White Specks
12	Fish Scales	Fish Scale, Barons, Base Fish Scales
13	Viking	Bow Island, Viking, Provost, Hamilton Lake, Peace River, Paddy, Cadotte
14	Basal Colorado	Basal Colorado
15	Mannville Above Glauconitic	Viking-Blairmore, Mountain Park, Blairmore, Mannville, Upper Mannville, Colony, Grand Rapids, Spirit River, Notikewin, McLaren, Waseca, Falher, Sparky, Wainwright, Clearwater, General Petroleum, Rex, Lloydminster
16	Glauconitic	Home, Glauconitic, Cummings, Cummings-Dina, Bluesky, Bluesky-Gething, Wabiskaw, Moulton
17	Ostracod	Ostracod
18	Ellerslie	Wabiskaw-McMurray, Lower Blairmore, Lower Mannville, Basal Mannville, Dina, Gething, McMurray, Sunburst, Sunburst-Swift, Basal Quartz, Ellerslie, Cutbank, Taber, Detrital
19	Cadomin	Dalhousie, Cadomin
20	Nikanassin	Kootenay, Nikanassin, Morrissey
21	Rock Creek & Sawtooth	Swift, Sawtooth, Rock Creek
22	Nordegg	Nordegg, Nordegg-Banff, Jurassic, Jurassic Detrital
23	Baldonnel	Baldonnel
24	Charlie Lake	Charlie Lake
25	Boundary	Boundary
26	Halfway	Halfway
27	Doig	Doig
28	Montney	Bluesky-Montney, Spray River, Montney, Bluesky-Gething-Montney, Bluesky-Triassic
29	Belloy	Belloy
30	Kiskatinaw & Taylor Flat	Taylor Flat, Kiskatinaw
31	Turner Valley	Bluesky-Debolt, Rundle, Debolt, Mount Head, Livingstone, Turner Valley, Elkton, Elkton-Shunda
32	Shunda	Shunda
33	Pekisko	Shunda-Pekisko, Pekisko
34	Banff	Banff
35	Bakken	Bakken
36	Wabamun Crossfield	Palliser, Wabamun, Big Valley, Crossfield
37	Winterburn Nisku	Winterburn, Graminia, Blueridge, Arcs, Nisku, Jean Marie, Camrose Tongue
38	Leduc & Grosmont	Woodbend, Ireton, Grosmont, Peechee, Leduc, Cairn, Cooking Lake
39	Swan Hills & Slave Point	Beaverhill Lake, Swan Hills, Slave Point, Slave Point-Granite Wash
40	Gilwood & Granite Wash	Gilwood, Granite Wash
41	Sulphur Point	Sulphur Point
42	Zama & Keg River	Muskeg, Zama, Zama-Keg River, Keg River, Winnipegosis

Each stratigraphic interval has at least one and up to nine play areas. The play areas are given an identifier number called a "Play ID". In all but two stratigraphic intervals, there is one play area, in some cases a very large one, that is considered to have no geological potential for discovery of gas. These barren play areas are always given a Play ID of 10.

A5 Play Area Tracts

Each play area has been further subdivided into single section (1.6 kilometre by 1.6 kilometre) tracts, based on the Dominion Land Survey System. Thus, a play area tract is a 3D cell that is 256 hectares (ha) in area and one stratigraphic interval in thickness. Of course, the thickness will vary a great deal, depending on the number and thicknesses of the zones in the stratigraphic interval. "Play area tracts" are referred to in this appendix and the supplemental information as tracts.

The project team developed computer programs that create a spatially enabled (GIS) database of all tracts in Alberta. This database forms the basis for virtually all of the analysis. Each tract is represented by one database record, which contains GIP, drilled date, and tract status.

The tract status is key to the estimation of ultimate potential and may be one of the following:

- booked,
- unbooked,
- unconfirmed,
- bypassed,
- drilled,
- no potential, or
- future.

As there may be more than one well or zone in a tract, the status of the tract is assigned in a hierarchical fashion in the order shown above. That is, if one or more wells or zones have "booked" GIP, the tract status is set as "booked" and the other wells or zones in that tract are ignored. If there is no booked GIP, but one or more of the wells or zones has "unbooked" GIP, the tract status is set to "unbooked," and so on through the list.

All tracts in the barren play areas (Play ID = 10) are assumed to have no potential and the tract status is set to "drilled" or "no potential" to indicate whether or not a well has penetrated the stratigraphic interval in that section.

The following subsections provide a more detailed discussion and explanation of the tract statuses.

A5.1 Booked Tract

A booked tract is one for which the EUB/NEB reserves database recognizes GIP. All GIP contained in the tract is summed and entered on the tract record in the database. That is, where more than one zone contains GIP or where there is more than one pool in the same zone in a section, the GIP is summed for the tract.

In some instances, a tract may be undrilled but is contained within a pool boundary. Such tracts are assigned the appropriate GIP and given a status of booked.

A5.2 Unbooked Tract

A tract that has no booked GIP but has significant undefined production is assigned a tract status of "unbooked". Undefined production is considered significant only if the well is not abandoned or it has produced more than 500 thousand m^3. The GIP assigned is the median GIP for the play area. Undefined production exists due to the time span between the start of production and the booking of the reserves.

A5.3 Unconfirmed Tract

A tract that has no booked or unbooked GIP but has a geological evaluation that indicates "potential" pay is assigned a status of "unconfirmed". Potential pay is assigned to a zone if the well logs indicate there may be pay but insufficient evidence is available from flow tests in order to establish with certainty that the zone is capable of production.

As is done for unbooked tracts, the GIP assigned to unconfirmed tracts is the median GIP for the play area. However, in recognition that not all of these unconfirmed tracts will prove to be capable of production, a probability of success is assigned to unconfirmed tracts on a play area basis. In most cases, it is 15, 30, and 45 per cent in the low, medium, and high cases respectively. The percentages have been adjusted in some areas where the data quality of the logs, experience of the project team, or recent production data suggests that the tract is more or less likely to be capable of production.

A5.4 Bypassed Tract

A tract that has no booked, unbooked, or unconfirmed GIP but has a flow test (drillstem or absolute open flow potential test) to support that it may be capable of production is assigned a status of "bypassed". The term bypassed is used because the zone may be capable of production but has been ignored, at least for the time being. The rate of a flow test had to be at least 400 m^3/day (14 mcf/day) before bypassed pay was assigned.

The GIP assigned to bypassed tracts is the median GIP for the play area, and as with unconfirmed tracts, a probability of success is assigned to bypassed tracts. In most cases, 5, 10, and 15 per cent are used in the low, medium, and high cases respectively, but adjustments are made where experience or recent production data suggest that the tract is more or less likely to be capable of production.

A5.5 Drilled Tract

A tract is given a "drilled" status if there is evidence that a well has penetrated the tract (for example, a formation top is recorded) and there is specific evidence that the well is not capable of production (for example, an evaluation indicates the zone[s] is wet, tight, eroded, not deposited) or at least there is no evidence that the tract may be capable of production. A drilled tract is assumed to be unsuccessful.

Unfortunately, the EUB databases do not specifically indicate the deepest stratigraphic interval that a well has penetrated. For wells for which formation tops or pay data exist, the tops of penetrated stratigraphic intervals are known. These data were used to create a GIS layer showing all known tops and subsequently another layer was created showing the measured or interpolated top for every tract in Alberta. This final layer was used to estimate the deepest stratigraphic interval that each well had penetrated.

A5.6 No Potential Tract

Most stratigraphic intervals have areas that are not considered to have any future potential based on geological interpretation, lack of trapping mechanism, or lack of reservoir lithology. All tracts in these barren play areas (Play ID = 10) are assigned a status of "no potential".

For each stratigraphic interval, any area beyond the depositional or erosional edges will, of course, have no potential. No tracts are created for such areas and no specific reference to them is in the database.

A5.7 Future Tract

All remaining tracts are given a status of "future". That is, a well may be drilled in the future and there is at least some potential that the tract could be capable of gas production. It is within these tracts that the undiscovered portion of Alberta's ultimate potential for natural gas lies.

A5.8 Tracts and GIP

The GIP assigned to future tracts is estimated based on information from the booked, unbooked, unconfirmed, and bypassed tracts. Ultimate GIP is the sum of the GIP in all tracts. For the purpose of this study, discovered GIP consists only of the booked GIP, while undiscovered GIP is the sum of future, unbooked, unconfirmed, and bypassed GIP.

A6 Maps, Summaries, Graphs, and Statistical Analyses

The project team has created several maps, summaries, graphs, and statistical analyses based on the data assembled in this study. The following is a brief overview of the content and purpose of each.

A6.1 Main Spreadsheet

This spreadsheet forms the central working document for the project team's estimation of ultimate potential. It contains basic information for the low, medium, and high case for each play area, including

- number of drilled, future, and total tracts,
- booked, unbooked, unconfirmed, and bypassed GIP,
- probability of success for unconfirmed and bypassed tracts,
- median GIP,
- estimate of future average success rate,
- undiscovered GIP (sum of future, unbooked, unconfirmed, and bypassed),
- GIP not yet discovered,
- ultimate GIP, and
- ultimate potential.

The spreadsheet contains formulas for calculating new estimates of ultimate GIP by adjusting the probability of success, median GIP, and success rate for the play area. These adjustments were made as the team reviewed the information described in the following subsections.

A6.2 Maps

GIS software was used to create computer maps of each stratigraphic interval and play area. Various layers could easily be added to or removed from the map in order to display the information that the project team needed to see as they reviewed each play area. GIS allows the user to zoom in or out to show detail or broad perspective, as required.

The layers that could be displayed on the maps included depositional and erosional edges, major structural features, miscellaneous geological features, play areas, formation tops, and pay, reserves, basic well, and base map (township, section, cities, etc.) data.

These maps provided an excellent visual perspective of each play area. The GIS was one of the most important tools in the project team's analysis of the data and estimation of ultimate potential.

A6.3 Cumulative GIP versus Tracts

A plot of cumulative GIP versus drilled tracts was created for each play area. If discoveries in a play area are totally random—that is, the likelihood of success drilling the first tract is the same as when drilling the last tract—this plot will be a straight line. Extrapolating this straight line to the total number of tracts in the play area will yield the ultimate GIP for the play area.

In play areas that are not primary targets, discoveries are virtually random and this plot generally works well. However, if the play area is made up of target zones and especially if extensive use of seismic data has occurred, early drilling generally is more successful and finds the larger pools first. In such cases, this plot tends to flatten out over time and is of less use, although it will tend to indicate an upper limit for the play area.

In all cases, this plot is only reliable if a reasonably high percentage of the play area has been drilled, in the order of 50 per cent. Where less than 30 to 40 per cent has been drilled, the plot is of limited use.

A6.4 Log Cum GIP/Tract versus Log Cum Tracts

A plot of the logarithm of cumulative GIP per drilled tract versus the logarithm of cumulative tracts (Log Cum GIP/Tract versus Log Cum Tracts) was created for each play area. This plot appears to work reasonably well for target zones where the best pools are found early and the drilling success rate and size of pools decline over the history of the play area. The plot tends toward a straight line as a reasonably large percentage of the play area is drilled, and this line can be extrapolated to the total number of tracts in the play to show the ultimate GIP.

As with the previous plot of cumulative GIP versus drilled tracts, if less than 30 to 40 per cent has been drilled, the plot is of limited use. This plot and the cumulative GIP versus tracts plot were reviewed concurrently. Based on the project team's knowledge of historical exploration (targeted zones, use of seismic data, etc.), the results from one or the other of these plots were often taken as a good indication of the ultimate GIP. Where insufficient drilling had taken place in a play area, both plots were of limited use.

A6.5 GIP versus Time

A plot of cumulative GIP versus time was created for each play area. This plot was reviewed to give the project team a historical perspective of growth in discovered GIP in the play area.

This plot was also useful as a further check of how reasonable an ultimate GIP estimate might be, having regard for historical growth rates.

A6.6 Drilling Success Rate versus Time

A plot of drilling success rate versus time was created for each play area. Drilling success rate was calculated on a "per tract" basis rather than, as is generally done, on a "per well" basis. A drilled tract is considered to be successful if it is assigned booked, unbooked, unconfirmed, or bypassed status. Success rate is the number of successful tracts divided by drilled tracts and is calculated on an annual and cumulative basis. Also shown on the plot are summary statistics, including the number of successful, unsuccessful, future, and total tracts in the play area, as well as the percentage of tracts remaining to be drilled and the cumulative success rate to the present time.

This plot and the summary data gave the project team a good overview of the history of the play area and the extent to which it had been explored. The future success rate for the play area was always based on and checked against these historical data to ensure reasonableness.

A6.7 GIP per Tract versus Tract Count

A plot of GIP per tract versus tract count was created for each of the nonassociated, associated, and solution resource types in each play area. A plot combining all three resource types was also created. The amount and variance in the data provided an indication of the reliability of the median GIP values used for the play area.

A6.8 GIP per Tract versus Time

A plot of GIP per tract versus time was created for each play area. This plot was used to check data validity and to assess the reliability of the median GIP.

A7 Evaluation Process

The well and reserves data, as well as the depositional/erosional edges and play area boundaries, were checked and refined. Concurrently, maps, summaries, graphs, and statistical analysis software were developed. The process of estimating ultimate GIP was iterative in that after each pass through the process, data were corrected, play area boundaries modified, and all data, maps, and graphs refreshed.

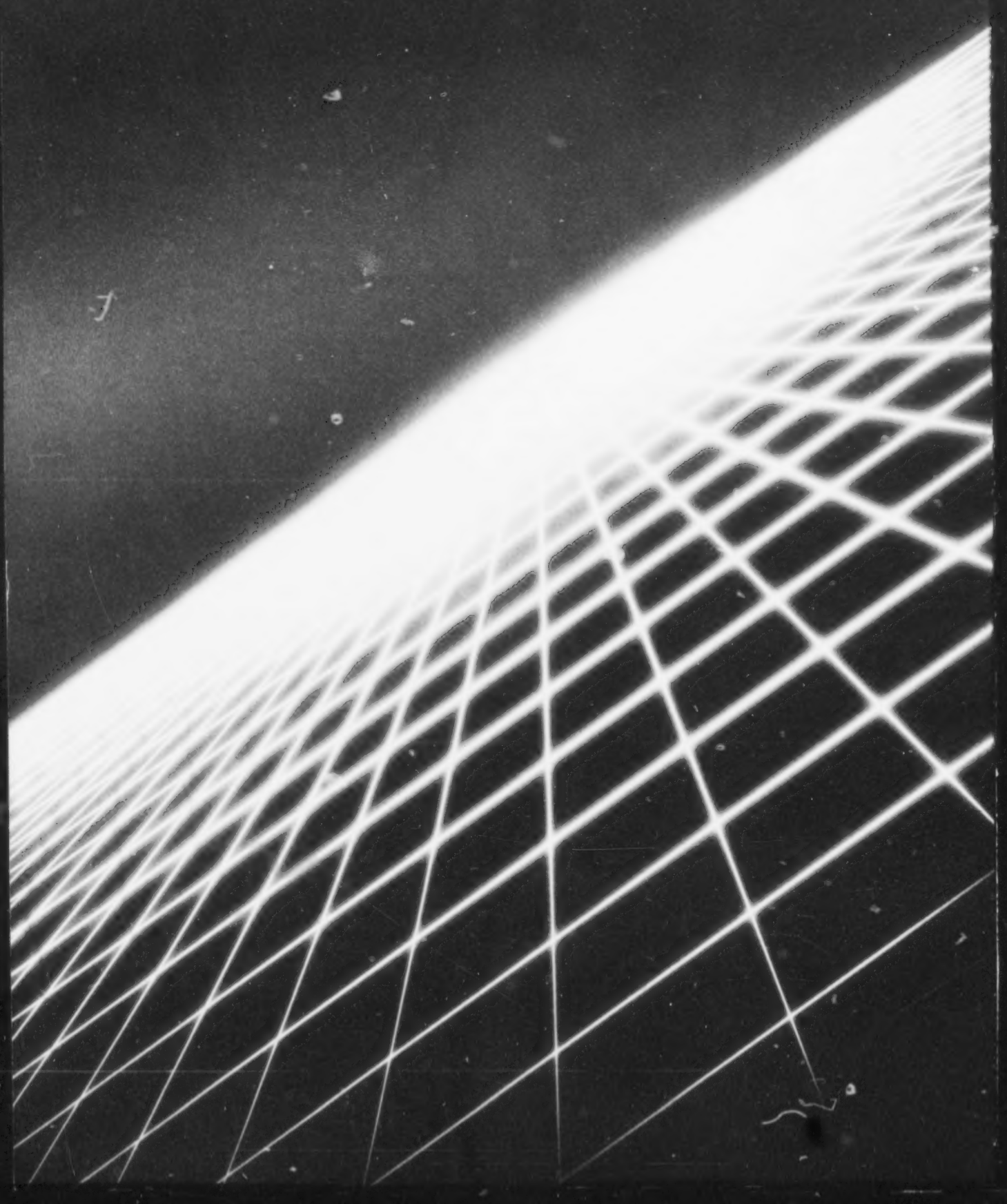
The final evaluation to estimate ultimate GIP for each play area involved most, and in some cases all, of the following steps, generally in the order shown:

- Review the maps to gain an overall perspective of the play area, its location, size, depth, maturity, oil versus gas mix, and proximity to infrastructure.
- Review the historical success rates to assess the trend of success rate and to understand any anomalies.
- Review the cumulative GIP versus tracts and Log Cum GIP/Tract versus Log Cum Tracts to assess the utility and reliability of these graphs.
- Review the critical ultimate GIP calculation parameters, proven reserves, probability of success for unconfirmed and bypassed tracts, median GIP, and success rate.
- Adjust the success rate in the Main spreadsheet to provide an initial estimate of ultimate GIP.

- Check the reasonableness of the estimate using the "GIP versus Time" graph.
- Review any of the other data and graphs that may have been deemed to be informative.
- Iterate through any or all of the above steps to reach consensus on the best estimate of ultimate GIP for the low, medium, and high cases.

This process relied very heavily on the expertise and experience of the team members. Discussion focused on geological parameters, use of seismic data, success rate, and other relevant information. In some cases, where the play area was well understood and very mature, consensus was easy to reach and the range between the low and high case estimates was small. In other cases, where there were very few data, a good deal of discussion was required and further investigation was often undertaken before the final estimates were agreed upon. For such play areas, there was generally a larger range between the low and high estimates to reflect the uncertainty in the estimates.

As a final step, a number of external peer reviews were conducted, especially for those play areas where a good deal of uncertainty remained or if the project team was aware of an individual or group that had studied the area in detail. For instance, a number of companies actively exploring in the foothills areas were able to provide very useful information, as many of these play areas had seen little recent activity and not much public data was available. A number of play areas were also reviewed with staff from the Earth Science Sector of Natural Resources Canada and from the CGPC. These two organizations spend a great deal of time and effort in studying the geology and ultimate potential for Canada. Their assistance and input was extremely valuable and very much appreciated.



EUB Alberta Energy and Utilities Board

Rapport 2005-A

Office national de l'énergie | National Energy Board

Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique de l'Alberta

Mars 2005

Alberta Energy and Utilities Board

Office national de l'énergie

Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique de l'Alberta

Mars 2005

Alberta Energy and Utilities Board
Office national de l'énergie

Rapport de l'EUB/ONÉ 2005-A :
Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique de l'Alberta

Mars 2005

ISBN 0-7785-3710-2

Publié par

Alberta Energy and Utilities Board
640, Cinquième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 3G4
Téléphone : (403) 297-8311
Courriel : eub.info_services@eub.gov.ab.ca
Télécopieur : (403) 297-7040
Site Web : www.eub.gov.ab.ca

et par

l'Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O., rez-de-chaussée
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Téléphone : (403) 299-3562 ou 1-800-899-1265
Courriel : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576 ou 1-877-288-8803
Site Web : www.neb-one.gc.ca

Table des matières

Remerciements iii
Avant-propos iv
Sommaire v
1 Introduction 1
1.1 Antécédents 1
1.2 Portée et présentation du rapport 3
1.3 Unités de mesure 4
1.4 Date des données 4
1.5 Apport de l'industrie et réexamen par des pairs 4
1.6 Information supplémentaire 5
1.7 Questions et commentaires des lecteurs 6
2 Méthodologie 7
3 Gaz en place 8
3.1 Comparaisons avec des études précédentes 8
4 Gaz commercialisable 12
5 Autres questions 14
5.1 Gaz non classique 14
5.2 Accès restreint 14
5.3 Resources à l'échelle canadienne 14
5.4 Mises à jour de la présente étude 15
5.5 Utilisations des données de la présente étude 15
6 Observations 16
6.1 Généralités 16
6.2 Piémonts 17
7 Conclusions 19
Annexe – Méthodologie 20
A1 Introduction—Hypothèses 20
A2 Données 20
A3 Intervalles stratigraphiques 21
A4 Zones 21
A5 Parcelles de zones 23
A5.1 Ressources inscrites 24
A5.2 Ressources non inscrites 24
A5.3 Ressources non confirmées 24
A5.4 Ressources éventuelles 24
A5.5 Forage effectué 25
A5.6 Aucun potentiel 25
A5.7 À venir 25
A5.8 Parcelles et GEP 25
A6 Cartes, résumés, graphiques et analyses statistiques 26
A6.1 Tableur principal 26
A6.2 Cartes 26
A6.3 GEP cumulatif et parcelles 26
A6.4 Log GEP cumulatif/parcelle et log ensemble des parcelles 27
A6.5 GEP et horizon temporel 27

(suite)

A6.6 Taux de réussite des travaux de forage et horizon temporel 27
A6.7 GEP par parcelle et nombre de parcelles 28
A6.8 GEP par parcelle et horizon temporel 28
A7 Processus d'évaluation 28

Tableaux

A Potentiel ultime de l'Alberta pour le gaz naturel classique commercialisable v
B Catégorisation du potentiel ultime – valeurs médianes vi
1.1 Comparaison des estimations du potentiel ultime de gaz naturel commercialisable de l'Alberta 1
3.1 Valeurs faibles, médianes et élevées du GEP 9
3.2 GEP de la présente étude comparé à celui des études de l'EUB et de l'ONÉ 10
4.1 Gaz commercialisable 12
5.1 Estimations actuelles de l'ONÉ au sujet du potentiel ultime de gaz naturel classique commercialisable du Canada 15
Tableau de l'annexe – Intervalles stratigraphiques 22

Figures

1.1 Estimations historiques du potentiel ultime de l'Alberta pour le gaz naturel classique 2
1.2 Terminologie employée dans le cadre de l'étude du potentiel ultime de l'Alberta pour le gaz naturel classique 3
1.3 *Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique de l'Alberta* – disponibilité de l'information 5
6.1 Gaz en place selon la période géologique 17

Remerciements

Les membres de l'EUB et ceux de l'ONÉ souhaitent remercier, pour leurs efforts et leur dévouement, toutes les personnes qui ont pris part à la préparation du présent rapport. La coordination, le leadership, la rédaction et l'expertise technique pour ce projet étaient la responsabilité de l'équipe constituée des membres suivants :

Jim Davidson, chef de projet pour l'ONÉ et co-auteur
Wayne Elsner, géologue, chef de projet pour l'EUB et co-auteur
Harvey Halladay, TSAI, analyste-programmeur pour l'EUB et co-auteur
Terry Dibus, géologue, chef technique pour l'EUB
Brent Hogue, géologue, ONÉ
Bobbi Feduniak, ONÉ

Beaucoup d'autres personnes ont grandement contribué au projet, en particulier :

Comité de gestion du projet

Neil McCrank, c.r., ing., président de l'EUB et parrain
Ken Vollman, ing., président de l'ONÉ et parrain
Jim Dilay, ing., membre de l'EUB
Cal Hill, cadre de direction de l'EUB, direction du secteur primaire
John McCarthy, ing., chef du Secteur des produits de l'ONÉ
Cynthia Langlo, géologue, conseillère en géologie pour l'EUB
Joe MacGillivray, géologue, gestionnaire du groupe géologie et réserves pour l'EUB
Bill Bingham, chef d'équipe, Gaz pour l'ONÉ

Géologie et réserves

Ali Beken, ing., géologue, EUB
Carrie Dickenson, géologue en formation, EUB
Pat Dunn, EUB
Brian Lucyk, TSAI, EUB
Frank Pittis, EUB
Shirley McGuffin, EUB
Tim Boyler, géologue en formation, EUB
Bonnie Lawrence, EUB
Karl Jors, EUB
Torrie Paul, géologue, EUB
Milada Rysan, EUB

Cartographie informatisée et soutien

Greg Billson, EUB
Shauna Miller, géologue, EUB
Angie Toone, EUB
Lynn Mason, EUB
MaryAnne Pinto, EUB
Frances Wazynick, EUB

Rédaction et communications

Charlene Gaudet, ARP, ONÉ
Darin Barter, EUB
Candice Servais, ONÉ
Jackie Bourgaize, EUB
Ona Stonkus, EUB
Anne Moran, EUB
Karen Logan, EUB

Impression

Rob DeGrace, EUB

Version française

Marc Thibaudeau, ONÉ

Avant-propos

L'Alberta Energy and Utilities Board (EUB) est un organisme indépendant quasi judiciaire du gouvernement de l'Alberta. Sa mission consiste à s'assurer que la découverte, la mise en valeur et la livraison des ressources énergétiques de l'Alberta se déroulent en tenant compte de l'intérêt public, de façon équitable et responsable, et que des services d'utilité publique soient proposés à l'intérieur de ces mêmes paramètres.

L'EUB réglemente la mise en valeur efficace, responsable et sans danger des ressources énergétiques de l'Alberta – pétrole, gaz naturel, sables bitumineux, charbon et énergie électrique – ainsi que les pipelines et les lignes de transport servant à l'acheminement de ces ressources vers les marchés. En ce qui a trait aux services publics détenus par des investisseurs, il réglemente la tarification et les conditions de service pour le gaz naturel, l'électricité et l'eau, au même titre que les principaux réseaux de transport du gaz de l'Alberta, pour veiller à ce que les clients profitent de services sûrs et fiables, à des tarifs justes et raisonnables.

L'Office national de l'énergie (ONÉ) est un organisme indépendant quasi judiciaire du gouvernement du Canada. Sa raison d'être est de promouvoir la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience économique dans l'intérêt public canadien, en s'en tenant au mandat que le Parlement lui a conféré au chapitre de la réglementation des pipelines ainsi que de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques.

Dans le cadre de ce mandat, accordé aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'ONÉ surveille en permanence l'offre des produits énergétiques au Canada (notamment l'électricité, le pétrole, le gaz naturel et leurs sous-produits) ainsi que la demande de produits énergétiques canadiens, tant sur le marché intérieur que sur les marchés d'exportation. L'ONÉ publie des rapports sur l'énergie, communément appelés Évaluation du marché de l'énergie, qui portent sur différents aspects de l'offre et de la demande au Canada, ainsi que des rapports sur des questions spécifiques au marché de l'énergie, actuelles et à court terme. L'ONÉ doit en outre jouer un rôle précis, dans le cadre des responsabilités réglementaires qui lui incombent, en vertu duquel il lui faut surveiller les marchés énergétiques au pays afin qu'il soit toujours possible de répondre aux besoins du Canada en matière d'énergie à des prix équitables.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport pour étayer son témoignage dans le cadre d'une instance réglementaire peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit ainsi est réputée avoir adopté l'information déposée et peut se voir poser des questions au sujet ce cette dernière.

De façon indépendante, l'EUB et l'ONÉ ont reconnu le besoin d'un nouvel examen des ressources de gaz naturel classique de l'Alberta. Afin de tirer le meilleur parti possible d'un effectif limité et de faire la preuve de leur efficacité, les deux Offices ont uni leurs efforts dans le cadre de la présente étude. Celle-ci porte sur le potentiel géologique des ressources en gaz naturel classique, qui fait ici l'objet d'estimations pour l'Alberta. Le principal objectif de ce rapport est de présenter ces estimations et la méthodologie employée pour y parvenir. Sous réserve de révisions conjointes ultérieures, elles seront utilisées par l'EUB et l'ONÉ dans leurs projections futures de l'approvisionnement en gaz naturel.

Sommaire

L'Alberta Energy and Utilities Board (EUB) et l'Office national de l'énergie (ONÉ) (les Offices) estiment l'offre et la demande d'énergie, respectivement à l'échelle provinciale et à l'échelle nationale. Le potentiel ultime de gaz naturel classique constitue un élément de premier plan lorsqu'il faut tenter de prévoir l'approvisionnement futur. Depuis la dernière étude détaillée de l'EUB sur le potentiel ultime de gaz de l'Alberta, menée en 1992, le nombre de puits forés a doublé. Dans la même optique, il est à noter que depuis la dernière étude de l'ONÉ, publiée en 2004 et fondée sur des données qui remontaient à la fin de l'an 2000, le nombre de puits forés en Alberta a augmenté de presque 25 %. En 2001, chacun de leur côté, les Offices ont conclu qu'une estimation mise à jour du potentiel ultime était requise. Ensemble, afin de bien montrer leur efficacité et dans l'esprit de collaboration favorisé par l'*entente pour la mise sur pied d'une base de données commune sur les ressources* intervenue entre l'EUB et l'ONÉ, les deux Offices ont décidé de collaborer à une étude conjointe.

Le présent rapport sur *Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique de l'Alberta* regroupe les résultats de l'étude conjointe et des détails quant à la méthodologie employée. Les offices ont estimé à 6 276 milliards de mètres cubes (Gm^3) (223 billions de pieds cubes [Tpi^3]) le potentiel ultime de gaz naturel classique commercialisable. Il est à noter que cette estimation ne tient pas compte du gaz non classique comme le méthane des gisements houillers (MGH). La nouvelle estimation pour le gaz naturel classique servira aux deux Offices dans leurs futures projections de l'offre.

Les nouveaux calculs estimatifs sont de 12 % supérieurs aux dernières estimations de l'EUB et de 7 % supérieurs aux plus récentes estimations de l'ONÉ. Cet accroissement du potentiel ultime découle principalement d'une compréhension plus grande de la géologie de la province en raison de l'expansion des travaux de forage menés depuis 1992. L'Alberta continuera donc de constituer la principale région d'approvisionnement en vue de répondre aux demandes de gaz au Canada.

Après avoir tenu compte des incertitudes inhérentes à l'estimation des perspectives géologiques et à la prévision du potentiel gazier, l'équipe de projet est d'avis que le potentiel ultime de gaz naturel classique commercialisable de l'Alberta devrait se situer entre 5 765 Gm^3 (205 Tpi^3) et 7 134 Gm^3 (253 Tpi^3), tel qu'illustré au tableau A.

Tableau A. Potentiel ultime de l'Alberta pour le gaz naturel classique commercialisable

	Gaz en place		Gaz commercialisable	
Valeurs	Gm^3	Tpi^3	Gm^3	Tpi^3
Faibles	9 731	345	5 765	205
Médianes	10 583	376	6 276	223
Élevées	12 012	426	7 134	253

Le tableau B illustre la répartition du potentiel ultime de gaz naturel, selon ses différentes composantes, au début de décembre 2004 (production à la fin d'octobre 2004).

Tableau B. Catégorisation du potentiel ultime – valeurs médianes

	Gaz en place		Gaz commercialisable	
Catégorie	**Gm^3**	**Tpi^3**	**Gm^3**	**Tpi^3**
Gaz découvert	7 744	275	4 542	161
Production cumulative	5 863	208	3 438	122
Gaz découvert restant	1 882	67	1 104	39
Gaz non découvert	2 838	101	1 734	62
Potentiel ultime	10 583	376	6 276	223
Potentiel ultime restant	4 720	168	2 838	101

L'estimation du potentiel ultime restant représente le volume de gaz qui sera accessible plus tard pour répondre aux demandes du marché intérieur canadien et pour l'exportation. Les nouveaux calculs estimatifs portent le potentiel ultime restant de gaz naturel classique en Alberta à 2 838 Gm^3 (101 Tpi^3).

En dépit de l'augmentation du potentiel ultime restant de l'Alberta pour le gaz naturel classique commercialisable depuis les estimations précédentes, des apports en gaz non classique seront nécessaires de façon à pouvoir continuer de répondre aux demandes du marché intérieur canadien et pour l'exportation. L'extraction de ces deux types de ressources aidera l'industrie pétrolière et gazière en Alberta à demeurer vigoureuse pendant encore de nombreuses années.

1 Introduction

Le Canada joue un rôle important sur le marché du gaz naturel en Amérique du Nord. À l'heure actuelle, il assure environ le quart de toute la production gazière nord-américaine. Le Canada ne pourra demeurer un fournisseur de premier plan que si l'ampleur et la qualité des ressources de gaz naturel le justifient. L'approvisionnement en gaz provient surtout de la province de l'Alberta, qui compte pour presque 80 % de la production totale canadienne.

1.1 Antécédents

Ces derniers temps, le forage de puits a atteint des niveaux sans précédent en Alberta, mais les réserves n'ont pu croître au même rythme que la production et il semble que la province ait atteint ou soit sur le point d'atteindre sa capacité optimale. Dans ces circonstances, l'intérêt est grand à l'endroit du potentiel ultime de l'Alberta pour le gaz naturel classique commercialisable.

Depuis les années 1950, l'Alberta Energy and Utilities Board (EUB) et l'Office national de l'énergie (ONÉ) (les Offices) ont préparé des estimations périodiques du potentiel ultime de gaz naturel de l'Alberta. Pour sa dernière étude détaillée, l'EUB avait eu recours aux données connues au milieu de 1991 en vue de la production du document intitulé *Report 92-A: Ultimate Potential and Supply of Natural Gas in Alberta*. L'étude la plus récente de l'ONÉ s'appuyait sur des données, pour le forage de puits, qui remontaient à la fin de l'an 2000. *Ressources en gaz naturel classique du Canada : Rapport de situation* est un document qui a été publié en avril 2004 et qui porte sur l'ensemble du Canada. Les ressources albertaines avancées dans ce rapport de l'ONÉ constituaient une estimation intermédiaire devant céder le pas aux résultats découlant des travaux conjoints présentés ici.

Les estimations du potentiel ultime ont tendance à augmenter au fil du temps. La hausse découle normalement du fait qu'une information plus abondante est accessible en raison de la mise en valeur d'un bassin ou de l'arrivée à maturité d'une région. Les estimations sont le reflet du jugement des personnes qui les produisent. Tel qu'illustré à la figure 1, les estimations du potentiel ultime de l'Alberta sont passées de 2 254 milliards de mètres cubes (Gm^3) (80 billions de pieds cubes [Tpi^3]) en 1955 à 6 276 Gm^3 (223 Tpi^3) à l'heure actuelle. Les études à venir permettront de surveiller la tendance du potentiel ultime.

Des études du potentiel ultime ont aussi été entreprises par d'autres parties. Plus précisément, le Comité canadien du potentiel gazier (CCPG) a mené des études portant sur l'ensemble du pays, qui ont été à l'origine de rapports en 1997 et 2001, le plus récent étant intitulé *Natural Gas Potential in Canada 2001*. Le tableau 1.1 compare tous ces chiffres avec les valeurs médianes avancées par la présente étude.

Tableau 1.1. Comparaison des estimations du potentiel ultime de gaz naturel commercialisable de l'Alberta

Source	Année des données	Potentiel ultime (en Gm^3)	Potentiel ultime (en Tpi^3)
EUB/ONÉ 2005	2004	6 276	223
ONÉ 2004	2000	5 855	207
CCPG 2001	1998	5 761	203
EUB 1992	1991	5 600[1]	200[2]

[1] 37,4 mégajoules par mètre cube
[2] 1 000 BTU par pied cube

L'étude présentée ici se fonde sur les données propres à 320 000 puits forés jusqu'en décembre 2004. Le rapport de 2004 de l'ONÉ s'appuyait sur des données correspondantes pour 250 000 puits forés en Alberta jusqu'à la fin de l'an 2000. Celui que le CCPG a produit en 2001 tenait compte de données associées à 230 000 puits forés jusqu'à la fin de 1998. Quant au rapport de 1992 de l'EUB, les données pertinentes se rapportaient à 160 000 puits qui avaient été forés en Alberta jusqu'au milieu de 1991.

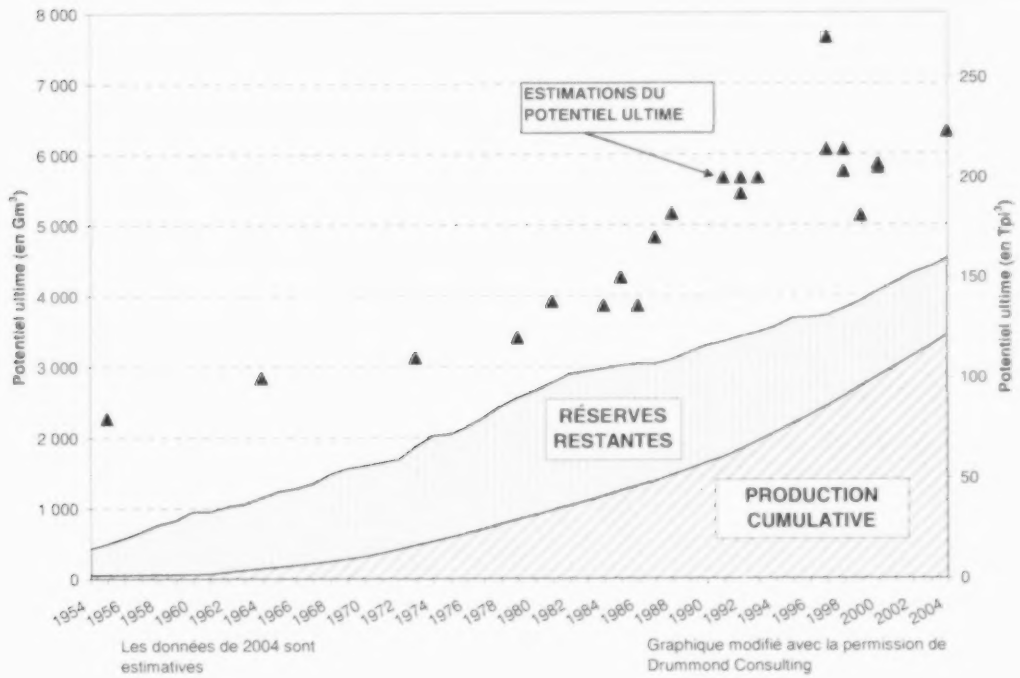


Figure 1.1. Estimations historiques du potentiel ultime de l'Alberta pour le gaz naturel classique

Outre les données afférentes aux nouveaux puits accessibles depuis les études précédentes, les circonstances ont beaucoup évolué ces dernières années. Les prix plus élevés pour le gaz ont poussé à l'exploration et à la mise en valeur de nombreux nouveaux gisements à faible productivité qui, auparavant, n'étaient pas rentables. Les Offices reconnaissent que bien des puits ont été forés dans des zones de mise en valeur de façon à maintenir les taux contractuels et non à des fins d'exploration. Les progrès technologiques réalisés, par exemple en matière de forage horizontal, de circuits des boues, de complétion de puits, de trépans et de techniques sismiques plus perfectionnées, notamment dans le contexte des données tridimensionnelles (3D), ont par ailleurs été à l'origine de la découverte et de la mise en valeur d'un grand nombre de nouveaux gisements.

Les Offices ont conclu qu'une nouvelle étude sur le potentiel ultime s'imposait. Dans le contexte de leur partenariat à l'égard des réserves de gaz naturel et de pétrole brut et aussi dans le but d'améliorer l'efficacité de la réglementation, ils ont décidé de collaborer à une étude conjointe sur les ressources en gaz naturel classique de l'Alberta. Conséquemment, une équipe de projet constituée de membres du personnel des Offices a été mise sur pied (voir la section sur les remerciements).

1.2 Portée et présentation du rapport

Aux fins du présent rapport, l'expression *potentiel ultime* se rapporte à l'estimation du volume des réserves de gaz commercialisable dont l'existence aura été prouvée, dans un bassin géologique ou une zone précise, une fois l'exploration terminée, en tenant compte des perspectives géologiques de la région, des progrès technologiques anticipés et de la conjoncture envisagée. Ce potentiel ultime représente toujours la somme des ressources découvertes et de celles qui restent à découvrir. Les ressources découvertes ont été confirmées grâce aux puits forés tandis qu'on s'attend que celles qui restent à découvrir le seront à l'occasion de travaux de forage ultérieurs.

La figure 1.2 illustre la terminologie employée quand on traite du potentiel ultime dans la présente étude.

<table>
<tr><th colspan="4">Terminologie</th><th>Degré relatif d'incertitude</th></tr>
<tr><td rowspan="3">Potentiel ultime</td><td rowspan="2">Gaz non découvert</td><td colspan="2">À venir</td><td rowspan="2">Élevé
↑
Moyen</td></tr>
<tr><td colspan="2">Ressources éventuelles, Ressources non confirmées, Ressources non inscrites</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Gaz découvert</td><td rowspan="2">Ressources inscrites</td><td>Réserves</td><td>Faible</td></tr>
<tr><td>Production cumulative</td><td>Nul</td></tr>
</table>

Figure 1.2. Terminologie employée dans le cadre de l'étude du potentiel ultime de l'Alberta pour le gaz naturel classique

Le *gaz en place* est le volume de gaz présent dans le réservoir, le *gaz récupérable* est celui qui peut être produit et le *gaz commercialisable* est le volume restant après traitement. Même si le présent rapport se concentre sur le gaz en place (GEP), il présente également des estimations pour le gaz récupérable et le gaz commercialisable à partir des paramètres appliqués aux gisements existants. En outre, des données sur le gaz produit et sur le volume estimatif qui reste à produire sont proposées. Le *gaz restant* (le potentiel ultime moins la production cumulative) représente le volume qui servira à répondre aux demandes futures du marché.

Ce rapport ne traite que du gaz naturel classique, c'est-à-dire celui provenant de dépôts clastiques ou de réservoirs carbonatés, d'où il pourra être extrait grâce à des améliorations technologiques, selon des prix pouvant être raisonnablement envisagés. Il n'est pas tenu compte du méthane des gisements houillers (MGH), du gaz de schiste et des autres formes de gaz non classique. Tel que mentionné à la section 5.1, le MGH constitue la principale source de gaz non classique en Alberta.

Puisque les estimations du potentiel ultime de gaz sont par définition incertaines, le rapport propose des valeurs faibles, médianes et élevées pour ces estimations. Les valeurs faibles ne tiennent compte que du gaz dont la présence est fort probable tandis que les valeurs élevées comprennent des ressources qui pourraient être découvertes mais pour lesquelles les estimations sont très incertaines. On suppose que les estimations les plus réalistes sont celles relatives aux valeurs médianes.

Le rapport ne traite pas expressément des facteurs économiques associés à la découverte, à la mise en valeur et à la production des ressources gazières en Alberta. Il ne traite pas non plus du taux de découverte ou de la capacité de production pour le gaz naturel. Le rapport et les données qui y sont associées visent à servir de fondement à d'éventuelles analyses économiques ou projections de l'offre par l'EUB, l'ONÉ et d'autres parties.

En annexe est expliquée en détail la méthodologie utilisée afin de produire les estimations de GEP ultime. On traite à la section 3 de l'obtention, à partir des estimations de GEP ultime, de volumes de gaz pouvant être produits, de gaz commercialisable à l'origine et de gaz commercialisable restant.

1.3 Unités de mesure

Les données présentées ici le sont sous forme métrique et sont suivies, au besoin, de leur équivalent dans le système impérial, entre parenthèses.

L'EUB et l'ONÉ présentent tous deux les volumes de gaz naturel à l'aide d'unités de mesure métriques, après normalisation à 101,325 kilopascals (kPa) et 15 degrés Celsius (°C). Pour le système impérial, l'EUB normalise à 14,65 livres de pression absolue par pouce carré (lb/po^2 [abs.]) et à 60 degrés Fahrenheit (°F), tandis que l'ONÉ le fait à 14,73 lb/po^2 (abs.) et à 60 °F. Dans le cadre du présent rapport, un facteur de conversion de 35,49373 pieds cubes par mètre cube (pi^3/m^3) a été employé, ce qui équivaut aux conditions normalisées qui sont privilégiées par l'EUB. Les lecteurs qui souhaitent tenir compte des conditions normalisées exactes de l'ONÉ auront recours à un facteur de conversion de 35,30096 pi^3/m^3.

Tous les volumes de gaz dans ce rapport sont « tels quels », sans rajustement pour le pouvoir calorifique.

1.4 Date des données

Le travail pour cette étude a débuté au milieu de 2001 et s'est poursuivi jusqu'à la fin de 2004. Analyses et mises à jour à partir des bases de données existantes de l'EUB ont été effectuées pendant toute cette période et de nouvelles bases spécifiques à l'étude du potentiel ultime ont été produites. Toutes les données ont été actualisées le 7 décembre 2004 et c'est sur celles-ci qu'ont été fondées les estimations définitives du potentiel ultime. C'est donc dire que les puits forés et évalués ainsi que les changements apportés aux réserves internes avant le 7 décembre 2004 sont intégrés à l'étude.

1.5 Apport de l'industrie et réexamen par des pairs

L'équipe de projet n'a pas demandé, pour cette étude, un apport officiel de l'industrie sous la forme d'une participation à des instances ou des audiences publiques. Toutefois, il y a eu des discussions informelles avec divers exploitants présents dans la région des piémonts, de manière à mieux comprendre la géologie complexe de cette zone. Il y a eu aussi un nombre limité de réexamens par des pairs, membres du personnel du CCPG et du Secteur des sciences de la Terre de Ressources naturelles Canada. Les commentaires de tous ont été fort utiles et très appréciés.

1.6 Information supplémentaire

Bien d'autres renseignements peuvent être examinés au-delà de ceux inclus dans le présent rapport. La figure 1.3 en illustre le mode de présentation et les médias adoptés dans chaque cas. Le rapport peut être obtenu sans frais, en français et en anglais. Le rapport et les cartes peuvent être consultés sur les sites Web de l'EUB et de l'ONÉ. Il est possible de se procurer sans frais, auprès de l'EUB, un CD renfermant le rapport, les cartes et l'information supplémentaire. Il est en outre possible de se procurer auprès de l'EUB, contre paiement cette fois, un second CD renfermant, outre le rapport, les cartes et l'information supplémentaire, la base de données sur le potentiel ultime.

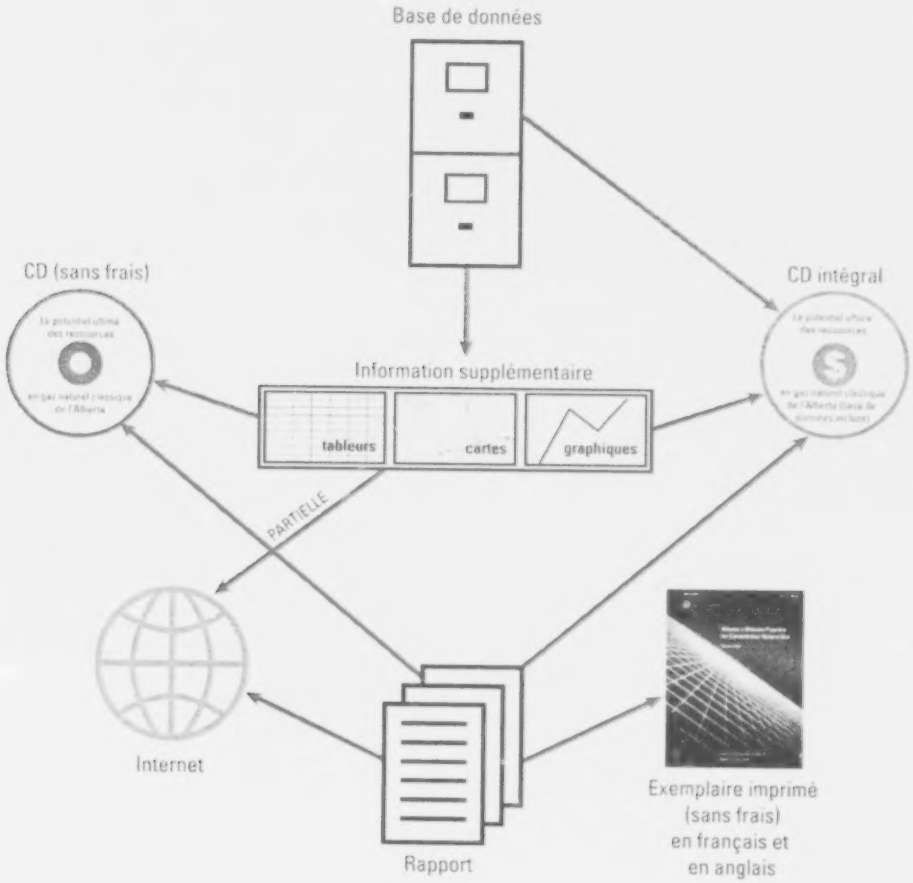


Figure 1.3. *Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique de l'Alberta* – disponibilité de l'information

1.7 Questions et commentaires des lecteurs

Les lecteurs sont invités à communiquer avec l'EUB ou l'ONÉ s'ils ont des questions ou des commentaires à formuler au sujet du rapport ou encore sur les données connexes présentées sur les disques compacts et sur les sites Web des Offices. Ils sont priés d'entrer en contact avec

Alberta Energy and Utilities Board
640, Cinquième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 3G4
À l'attention de Wayne Elsner
Téléphone : (403) 297-8229
Courriel : wayne.elsner@gov.ab.ca

ou avec

l'Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
À l'attention de Denis Tremblay
Téléphone : (403) 299-2717
Courriel : dtremblay@neb-one.gc.ca

2 Méthodologie

L'équipe de projet a d'abord réuni toutes les données pertinentes, analyses statistiques, cartes et autres renseignements dans un cadre facilement accessible et compréhensible. Ensuite, en se fondant sur son expérience et son jugement, elle a produit des évaluations géologiques et pris certaines décisions pour en arriver aux estimations du potentiel ultime. Tel que mentionné précédemment, il y a également eu réexamen par des pairs, ce qui a permis de bénéficier de l'expertise et des connaissances d'autrui.

Les limites d'érosion/de dépôt des principaux intervalles stratigraphiques qui ont servi au moment de la rédaction du *rapport 92-A* de l'EUB ont aussi servi à la création d'un modèle géologique de l'Alberta. Ces limites ont été passées en revue et définies avec plus de précision à partir des nouvelles données sur les forages. Les limites des zones utilisées pour le *rapport 92-A* de l'EUB ont été modifiées afin de tenir compte des nouvelles découvertes et interprétations géologiques. Tout au long de l'étude, l'équipe de projet s'est grandement appuyée sur les bases de données existantes des Offices portant sur les puits, la géologie et les réserves.

De plus, elle a eu beaucoup recours à des logiciels de systèmes d'information géographique (SIG), ce qui a énormément amélioré et simplifié l'analyse de plusieurs grands ensembles de données consultés pour l'étude. Les SIG ont permis à l'équipe d'effectuer des analyses détaillées et de créer des cartes riches en renseignements, dont bon nombre sont intégrées à l'information supplémentaire au rapport.

La méthodologie est expliquée en détail en annexe.

3 Gaz en place

Tel qu'expliqué précédemment, à la lumière du fait que les estimations du GEP ultime sont par définition incertaines, l'étude propose des valeurs faibles, médianes et élevées pour ces estimations. Les valeurs faibles sont de 9 731 Gm^3 (345 Tpi^3), pour lesquelles il est fort probable que le GEP ultime atteigne ou dépasse ces estimations. Les valeurs médianes, de 10 583 Gm^3 (376 Tpi^3), représentent les estimations les plus réalistes. Les valeurs élevées de 12 012 Gm^3 (426 Tpi^3) tiennent compte du fait que même si les ressources peuvent être découvertes, les estimations à leur égard sont très incertaines.

Le tableau 3.1 illustre ce que sont les estimations des valeurs faibles, médianes et élevées pour chacun des 42 intervalles stratigraphiques étudiés (dûment numérotés).

3.1 Comparaisons avec des études précédentes

Le tableau 3.2 compare les résultats de la présente étude avec ceux du *rapport 92-A* et du rapport de l'ONÉ d'avril 2004. Il présente la croissance constatée en termes de ressources inscrites et de potentiel ultime de GEP. Tel qu'illustré dans la colonne présentant la variation en pourcentage, la plus grande partie de la croissance des réserves a été enregistrée dans les zones crétacées peu profondes. Cette croissance a été plutôt limitée et même parfois négative pour ce qui est des estimations des ressources inscrites et du potentiel ultime de GEP dans les zones dévoniennes plus profondes. Une telle observation pourrait surtout être le résultat des travaux de forage effectués au cours des dernières années, qui se concentrent sur des objectifs peu profonds et plus accessibles. Par ailleurs, pendant les années qui se sont écoulées entre les études, l'importance et la production d'un certain nombre de zones situées plus en profondeur, surtout dans la région des piémonts, n'ont pas été aussi grandes que ce à quoi on s'attendait. De nombreux gisements dans les piémonts ont été réétudiés en fonction des données obtenues sur le rendement, ce qui a mené à la suppression d'un important volume de GEP de la base de données des Offices.

L'augmentation des ressources inscrites pour le GEP a été supérieure à 43 % depuis la parution du *rapport 92-A*. Cette augmentation a entraîné à sa suite un accroissement inférieur à 10 % des estimations du potentiel ultime de GEP. Le *rapport 92-A* a privilégié un potentiel ultime de GEP de 9 600 Gm^3 (340 Tpi^3) en Alberta. Le rapport de 2004 de l'ONÉ l'avait pour sa part estimé à 9 952 Gm^3 (351 Tpi^3), tandis que la présente étude le porte à 10 583 Gm^3 (376 Tpi^3).

Tableau 3.1. Valeurs faibles, médianes et élevées pour le GEP

N° de strate	Intervalle stratigraphique	Gm^3			Tpi^3		
		Valeurs faibles	Valeurs médianes	Valeurs élevées	Valeurs faibles	Valeurs médianes	Valeurs élevées
1	Paskapoo & Edmonton	34,77	39,80	49,59	1,23	1,41	1,76
2	Belly River	314,34	327,73	361,15	11,16	11,63	12,82
3	Chinook	7,85	8,33	8,80	0,28	0,30	0,31
4	Milk River	292,25	296,01	300,44	10,37	10,51	10,66
5	Medicine Hat	358,30	361,98	365,66	12,72	12,85	12,98
6	Colorado	17,15	18,24	19,34	0,61	0,65	0,69
7	Colorado – partie inférieure et Badheart	3,36	3,89	4,75	0,12	0,14	0,17
8	Cardium	640,76	684,35	727,94	22,74	24,29	25,84
9	Doe Creek	16,61	17,79	18,98	0,59	0,63	0,67
10	Dunvegan	102,55	110,43	123,73	3,64	3,92	4,39
11	Second schiste argileux de White	177,17	185,23	193,30	6,29	6,57	6,86
12	Fish Scales	11,67	14,83	17,99	0,41	0,53	0,64
13	Viking	678,76	718,88	790,23	24,09	25,52	28,05
14	Colorado – base	48,66	50,39	53,05	1,73	1,79	1,88
15	Mannville – au-dessus de l'intervalle glauconieux	1 028,41	1 108,86	1 198,47	36,50	39,36	42,54
16	Intervalle glauconieux	969,37	1 044,13	1 150,76	34,41	37,06	40,84
17	Ostracodes	78,54	86,27	94,01	2,79	3,06	3,34
18	Ellerslie	779,31	874,40	1 005,91	27,66	31,04	35,70
19	Cadomin	118,74	134,13	153,10	4,21	4,76	5,43
20	Nikanassin	12,20	15,04	18,57	0,43	0,53	0,66
21	Rock Creek et Sawtooth	132,42	150,21	177,83	4,70	5,33	6,31
22	Nordegg	119,52	130,53	143,15	4,24	4,63	5,08
23	Baldonnel	13,25	14,57	15,90	0,47	0,52	0,56
24	Charlie Lake	44,83	52,32	69,68	1,59	1,86	2,47
25	Boundary	7,44	7,59	7,78	0,26	0,27	0,28
26	Halfway	84,63	88,93	99,21	3,00	3,16	3,52
27	Doig	32,14	35,20	38,27	1,14	1,25	1,36
28	Montney	155,37	181,47	229,09	5,51	6,44	8,13
29	Belloy	17,11	21,59	26,06	0,61	0,77	0,93
30	Kiskatinaw et Taylor Flat	67,36	76,13	92,70	2,39	2,70	3,29
31	Turner Valley	1 139,80	1 234,33	1 516,15	40,46	43,81	53,81
32	Shunda	66,60	77,59	85,40	2,36	2,75	3,03
33	Pekisko	162,70	182,51	225,16	5,77	6,48	7,99
34	Banff	50,06	62,96	91,82	1,78	2,23	3,26
35	Bakken	7,43	8,26	9,76	0,26	0,29	0,35
36	Wabamun Crossfield	405,08	497,08	633,80	14,38	17,64	22,50
37	Winterburn Nisku	225,94	257,77	317,02	8,02	9,15	11,25
38	Leduc et Grosmont	632,51	679,63	743,33	22,45	24,12	26,38
39	Swan Hills et Slave Point	535,93	568,66	651,90	19,02	20,18	23,14
40	Gilwood et « granite wash » (grès)	34,86	39,55	46,86	1,24	1,40	1,66
41	Sulphur Point	22,22	26,61	36,32	0,79	0,94	1,29
42	Zama et Keg River	82,76	88,28	98,80	2,94	3,13	3,51
	Totaux[1]	9 730,73	10 582,48	12 011,76	345,36	375,60	426,33

[1] Les chiffres ont été arrondis et leur addition peut ne pas correspondre aux totaux indiqués.

Tableau 3.2. GEP de la présente étude comparé à celui des études de l'EUB et de l'ONÉ (en Gm³)

		Rapport 92-A de l'EUB		ONÉ – 2004		EUB/ONÉ 2005		Variation (en %) entre le rapport 92-A et celui de l'EUB/ONÉ 2005-A	
N° de strate	Intervalle stratigraphique	Gaz découvert	Potentiel ultime	Gaz découvert	Potentiel ultime	Gaz découvert	Potentiel ultime	Gaz découvert	Potentiel ultime
1	Paskapoo et Edmonton	1,73	5,83	5,46	15,39	19,44	39,79	1 023,7 %	582,7 %
2	Belly River	96,53	160,99	184,43	366,81	232,32	327,73	140,7 %	103,6 %
3	Chinook	0,96	5,77	5,58	8,27	6,92	8,33	620,8 %	44,4 %
4	Milk River	166,31	224,29	226,01	391,82	286,30	296,01	72,1 %	32,0 %
5	Medicine Hat	194,55	253,45	215,49	324,35	341,47	361,98	75,5 %	42,8 %
6	Colorado[1]	s.o.	s.o.	8,52	9,99	15,44	18,24	s.o.	s.o.
7	Colorado – partie inférieure et Badheart[1]	s.o.	s.o.	1,67	3,17	2,51	3,89	s.o.	s.o.
8	Cardium	257,30	510,65	480,09	558,96	544,34	684,35	111,6 %	34,0 %
9	Doe Creek	8,07	15,32	12,65	15,25	14,69	17,79	82,0 %	16,1 %
10	Dunvegan	18,09	50,98	36,49	56,04	57,95	110,43	220,3 %	116,6 %
11	Second schiste argileux de White	66,38	121,17	85,82	92,17	134,31	185,23	102,3 %	52,9 %
12	Fish Scales	0,83	2,11	1,98	4,15	5,47	14,83	559,0 %	602,8 %
13	Viking	433,37	647,36	469,60	583,91	526,89	718,88	21,6 %	11,0 %
14	Colorado – base	40,59	65,66	42,49	51,58	43,09	50,39	6,2 %	-23,3 %
15	Mannville – au-dessus de l'intervalle glauconieux	419,57	667,91	656,97	971,96	758,77	1 108,86	80,8 %	66,0 %
16	Intervalle glauconieux	437,86	790,54	737,79	1 094,97	743,37	1 044,13	69,8 %	32,1 %
17	Ostracodes	29,33	72,96	43,77	71,61	51,00	86,27	73,9 %	18,2 %
18	Ellerslie	449,30	853,37	667,51	1 014,78	576,99	874,40	28,4 %	2,5 %
19	Cadomin	42,66	150,94	46,25	84,82	67,66	134,13	58,6 %	-11,1 %
20	Nikanassin	12,75	61,20	9,82	16,82	8,56	15,04	-32,9 %	-75,4 %
21	Rock Creek et Sawtooth[2]	43,05	130,72	61,61	81,73	80,77	150,21	87,6 %	14,9 %
22	Nordegg	66,08	134,41	108,85	135,11	96,49	130,53	46,0 %	-2,9 %
23	Baldonnel[3]	s.o.	s.o.	6,92	9,35	9,92	14,57	s.o.	s.o.
24	Charlie Lake[3]	8,42	40,04	26,62	59,18	27,22	52,32	223,3 %	30,7 %
25	Boundary	2,67	7,50	7,42	7,88	7,24	7,59	171,2 %	1,2 %

(suite)

Tableau 3.2. GEP de la présente étude comparé à celui des études de l'EUB et de l'ONÉ (en Gm³) (fin)

		Rapport 92-A de l'EUB		ONÉ – 2004		EUB/ONÉ 2005		Variation (en %) entre le rapport 92-A et celui de l'EUB/ONÉ 2005-A	
N° de strate	Intervalle stratigraphique	Gaz découvert	Potentiel ultime	Gaz découvert	Potentiel ultime	Gaz découvert	Potentiel ultime	Gaz découvert	Potentiel ultime
26	Halfway	38,62	100,42	58,36	78,07	64,00	88,93	65,7 %	-11,4 %
27	Doig[4]	26,69	55,55	29,42	40,40	28,74	35,20	7,7 %	-36,6 %
28	Montney[4]	30,84	84,22	93,88	157,94	106,29	181,47	244,6 %	115,5 %
29	Belloy	19,78	34,28	9,55	22,59	8,39	21,59	-14,2 %	-37,0 %
30	Kiskatinaw et Taylor Flat	22,22	50,94	51,40	73,39	50,40	76,13	126,8 %	49,5 %
31	Turner Valley	892,76	1 304,32	911,83	1 217,76	978,04	1 234,33	9,6 %	-5,4 %
32	Shunda	33,86	62,65	56,60	63,60	49,46	77,59	46,1 %	23,8 %
33	Pekisko	124,62	208,78	145,96	176,48	133,60	182,51	7,2 %	-12,6 %
34	Banff	18,25	57,06	34,18	47,58	32,87	62,96	80,1 %	10,3 %
35	Bakken	4,65	11,93	1,89	3,10	5,57	8,26	19,8 %	-30,8 %
36	Wabamun Crossfield	234,03	527,70	255,40	403,53	277,35	497,08	18,5 %	-5,8 %
37	Winterburn Nisku[5]	131,87	369,45	171,27	228,38	175,40	257,77	33,0 %	-30,2 %
38	Leduc et Grosmont	542,54	768,62	561,68	618,97	566,33	679,63	4,4 %	-11,6 %
39	Swan Hills et Slave Point	410,16	851,00	476,70	641,46	485,65	568,66	18,4 %	-33,2 %
40	Gilwood et « granite wash » (grès)	26,17	57,05	30,56	38,28	29,66	39,55	13,3 %	-30,7 %
41	Sulphur Point	14,21	33,01	12,90	18,36	16,43	26,61	15,6 %	-19,4 %
42	Zama et Keg River	51,87	74,93	74,25	92,08	76,79	88,28	48,0 %	17,8 %
	Totaux[6]	5 419,54	9 625,08	7 125,61	9 952,04	7 744,10	10 582,48	43,2 %	9,9 %

[1] Zone non comprise dans le *rapport 92-A*.

[2] Le rapport de 2004 de l'ONÉ divise Rock Creek et Sawtooth en trois zones : Sawtooth, Swift et Rock Creek.

[3] Le *rapport 92-A* réunit Baldonnel et Charlie Lake.

[4] Le *rapport 92-A* réunit Doig et Montney.

[5] Le rapport de 2004 de l'ONÉ sépare Jean Marie de Nisku.

[6] Les chiffres ont été arrondis et leur addition peut ne pas correspondre aux totaux indiqués.

4 Gaz commercialisable

Pour convertir le GEP en gaz commercialisable, il est nécessaire d'appliquer un facteur de récupération permettant d'obtenir des réserves se prêtant à la production, puis un facteur de perte en surface. Le facteur de récupération tient compte du fait que, pour des raisons pratiques et économiques, seulement une partie du GEP se prête à la production. Quant à la perte en surface, elle tient compte de la séparation des coproduits du gaz naturel dans les usines des gisements, de l'extraction des impuretés du gaz brut, du brûlage à la torche du gaz résiduel produit au cours des essais de puits et du gaz dissous (lorsque celui-ci n'est pas conservé) ainsi que du combustible de consommation courante.

On suppose que les facteurs de récupération et de perte en surface pour les futures découvertes de gaz seront les mêmes, dans chaque zone, que pour le gaz découvert à ce jour. Les valeurs médianes du GEP, du gaz se prêtant à la production et du gaz commercialisable pour chaque intervalle stratigraphique sont indiquées au tableau 4.1.

Tableau 4.1. Gaz commercialisable

		Gm^3			Tpi^3		
N° de strate	Intervalle stratigraphique	GEP	Gaz se prêtant à la production	Gaz commercialisable	GEP	Gaz se prêtant à la production	Gaz commercialisable
1	Paskapoo & Edmonton	39,80	24,40	23,17	1,41	0,87	0,82
2	Belly River	327,73	205,95	192,34	11,63	7,31	6,83
3	Chinook	8,33	6,52	5,53	0,30	0,23	0,20
4	Milk River	296,01	188,07	178,71	10,51	6,68	6,34
5	Medicine Hat	361,98	232,27	224,63	12,85	8,24	7,97
6	Colorado	18,24	11,61	10,99	0,65	0,41	0,39
7	Colorado – partie inférieure et Badheart	3,89	2,56	2,44	0,14	0,09	0,09
8	Cardium	684,35	227,28	179,21	24,29	8,07	6,36
9	Doe Creek	17,79	13,06	11,66	0,63	0,46	0,41
10	Dunvegan	110,43	86,07	78,05	3,92	3,05	2,77
11	Second schiste argileux de White	185,23	121,50	114,36	6,57	4,31	4,06
12	Fish Scales	14,83	10,04	9,38	0,53	0,36	0,33
13	Viking	718,88	534,97	496,78	25,52	18,99	17,63
14	Colorado – base	50,39	43,22	41,10	1,79	1,53	1,46
15	Mannville – au-dessus de l'intervalle glauconieux	1 108,86	797,01	741,61	39,36	28,29	26,32
16	Intervalle glauconieux	1 044,13	763,67	695,15	37,06	27,11	24,67
17	Ostracodes	86,27	63,64	55,33	3,06	2,26	1,96
18	Ellerslie	874,40	630,54	566,08	31,04	22,38	20,09
19	Cadomin	134,13	84,73	76,64	4,76	3,01	2,72
20	Nikanassin	15,04	10,61	9,66	0,53	0,38	0,34
21	Rock Creek et Sawtooth	150,21	105,69	92,74	5,33	3,75	3,29
22	Nordegg	130,53	96,11	83,46	4,63	3,41	2,96
23	Baldonnel	14,57	11,01	9,90	0,52	0,39	0,35
24	Charlie Lake	52,32	38,32	32,76	1,86	1,36	1,16

(suite)

Tableau 4.1. Gaz commercialisable (fin)

		Gm^3			Tpi^3		
N° de strate	Intervalle stratigraphique	GEP	Gaz se prêtant à la production	Gaz commercialisable	GEP	Gaz se prêtant à la production	Gaz commercialisable
25	Boundary	7,59	3,55	2,57	0,27	0,13	0,09
26	Halfway	88,93	64,69	55,37	3,16	2,30	1,97
27	Doig	35,20	26,16	22,37	1,25	0,93	0,79
28	Montney	181,47	125,94	110,18	6,44	4,47	3,91
29	Belloy	21,59	16,10	13,89	0,77	0,57	0,49
30	Kiskatinaw et Taylor Flat	76,13	62,21	58,23	2,70	2,21	2,07
31	Turner Valley	1 234,33	992,33	766,82	43,81	35,22	27,22
32	Shunda	77,59	60,06	54,19	2,75	2,13	1,92
33	Pekisko	182,51	145,74	127,22	6,48	5,17	4,52
34	Banff	62,96	47,49	41,24	2,23	1,69	1,46
35	Bakken	8,26	6,31	5,93	0,29	0,22	0,21
36	Wabamun Crossfield	497,08	384,72	265,18	17,64	13,66	9,41
37	Winterburn Nisku	257,77	173,62	129,47	9,15	6,16	4,60
38	Leduc et Grosmont	679,63	485,37	359,40	24,12	17,23	12,76
39	Swan Hills et Slave Point	568,66	394,68	262,71	20,18	14,01	9,32
40	Gilwood et « granite wash » (grès)	39,55	22,85	16,68	1,40	0,81	0,59
41	Sulphur Point	26,61	19,49	16,65	0,94	0,69	0,59
42	Zama et Keg River	88,28	53,80	36,14	3,13	1,91	1,28
	Totaux[1]	10 582,48	7 393,96	6 276,05	375,60	262,45	222,72

[1] Les chiffres ont été arrondis et leur addition peut ne pas correspondre aux totaux indiqués.

5 Autres questions

5.1 Gaz non classique

Les ressources en gaz non classique ont été exclues du présent rapport. Très récemment, on a confirmé que le gaz non classique, surtout sous la forme de MGH, se prêtait à une production commerciale, ce qui fait que les travaux de forage se sont substantiellement intensifiés à cet égard. Même si les données sur le MGH en Alberta ont pris de l'ampleur ces dernières années et même si on comprend mieux ces ressources désormais, il n'en demeure pas moins très difficile de produire une estimation de leur potentiel ultime.

L'*Alberta Geological Survey* (AGS) de l'EUB procure un premier aperçu du potentiel ultime de GEP associé au charbon albertain dans son rapport de 2003 intitulé *EUB/Alberta Geological Survey Earth Science Report ESR 2003-03: Production Potential of Coalbed Methane Resources in Alberta*, rédigé par A. Beaton. L'étude de l'AGS suggère un potentiel ultime de GEP pour le MGH supérieur à 14,2 Tm^3 (500 Tpi^3). Avec l'élargissement de l'envergure des données et une compréhension accrue, le MGH fera partie intégrante des études futures.

5.2 Accès restreint

Tel que mentionné plus haut, l'utilisation de logiciels de SIG permet d'estimer le potentiel futur en n'importe quel point de l'Alberta. L'équipe de projet a établi qu'il y avait actuellement 54,4 Gm^3 (2 Tpi^3) de gaz commercialisable sous des grandes villes, des lacs, des zones protégées et des parcs fédéraux et provinciaux. Tout comme dans le rapport de 2004 de l'ONÉ, il n'a été tenu compte d'aucune zone tampon pour le gaz acide autour des villes. Ces estimations sont fondées sur les technologies existantes. Il faudra réviser les estimations présentées en fonction des progrès qui seront réalisés sur le plan technologique et des modifications éventuelles aux restrictions d'accès en surface.

5.3 Resources à l'échelle canadienne

On a déjà fait remarquer que l'approvisionnement en gaz provient surtout de l'Alberta, qui compte pour presque 80 % de la production totale canadienne. Dans le cadre de son mandat, l'ONÉ produit des estimations du potentiel ultime de toutes les régions au pays. Les plus à jour sont celles proposées dans son rapport de 2004. Le tableau 5.1 comprend la nouvelle estimation du potentiel ultime de l'Alberta pour le gaz naturel dans un contexte pan-canadien.

Tableau 5.1. Estimations actuelles de l'ONÉ au sujet du potentiel ultime de gaz naturel classique commercialisable du Canada en Gm^3 (Tpi^3)

	Gaz découvert	Gaz non découvert	Potentiel ultime[1]
Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien			
Alberta	4 542 (161)	1 734 (62)	6 276 (223)
Colombie-Britannique	691 (24)	745 (27)	1 436 (51)
Saskatchewan	242 (9)	13 (0)	255 (9)
Territoires du Sud	29 (1)	167 (6)	196 (7)
Somme partielle	**5 504 (195)**	**2659 (95)**	**8 163 (290)**
Côte Est (zone extracôtière)	**387 (14)**	**2 208 (77)**	**2 595 (91)**
Côte Ouest	**0 (0)**	**485 (17)**	**485 (17)**
Nord du Canada	**605 (22)**	**2 680 (94)**	**3 285 (116)**
Ontario	**45 (1)**	**22 (1)**	**67 (2)**
Golfe du Saint-Laurent (bassin des Maritimes)	**2 (0)**	**38 (1)**	**40 (1)**
Total – Canada[1]	**6 543 (231)**	**8 092 (286)**	**14 635 (517)**

[1] Les chiffres ont été arrondis et leur addition peut ne pas correspondre aux totaux indiqués.

5.4 Mises à jour de la présente étude

Même si l'étude tient compte de presque tous les travaux de forage effectués à ce jour, la poussée record enregistrée à cet égard et l'attention croissante portée à l'exploration et à la mise en valeur des gisements crétacés peu profonds exigent un suivi constant des travaux de forage et d'exploration menés dans la province. Les Offices ont l'intention de garder à jour tous les systèmes informatiques complexes, les bases de données et les procédés élaborés pour la présente étude et de continuer d'étoffer les données pertinentes. Toutes les nouvelles estimations du potentiel ultime seront par la suite reproduites dans les documents annuels de l'EUB intitulés *Statistical Series 98: Alberta's Reserves and Supply/Demand Outlook* ou dans diverses publications de l'ONÉ.

5.5 Utilisations des données de la présente étude

Les Offices prévoient continuer d'utiliser les données et les systèmes produits dans le cadre de cette étude, notamment pour l'analyse régionale des ressources près des pipelines, des usines à gaz et des zones à plus forte densité de population. L'ajout de données d'analyse pour le gaz permettra d'établir les volumes de gaz acide auxquels il sera possible de s'attendre à l'occasion de travaux de forage futurs ainsi que l'emplacement de ce gaz, notamment autour des zones à plus forte densité de population. Les données peuvent aussi très bien servir à d'autres parties, soucieuses d'élargir le champ de leurs connaissances et leur degré de compréhension au sujet des ressources gazières en Alberta.

6 Observations

6.1 Généralités

Les estimations du potentiel ultime de l'Alberta pour le gaz naturel classique commercialisable continuent de croître, étant passées de 5 600 Gm^3 (200 Tpi^3) dans le *rapport 92-A* à 5 855 Gm^3 (207 Tpi^3) selon les calculs de l'ONÉ en 2004, puis à 6 276 Gm^3 (223 Tpi^3) dans la présente étude. Cette nouvelle estimation est de 12 % supérieure à celle présentée dans le *rapport 92-A* et de 7 % supérieure à celle avancée par l'ONÉ en 2004. La tendance générale voulant que les estimations du potentiel ultime augmentent au fil du temps alors que les bassins arrivent à maturité, tel que mentionné dans le rapport de 2004 de l'ONÉ, se maintient donc. La hausse est attribuable à une meilleure compréhension de la géologie de ces bassins et à des progrès technologiques qui permettent à l'industrie de repérer des gisements dans des zones pouvant prêter à confusion, puis de les mettre en valeur.

Étant donné que les estimations du potentiel ultime tiennent compte d'un volume de gaz qui reste à découvrir, il est clair qu'elles ne sont pas exemptes d'incertitudes. Ces incertitudes sont plus ou moins grandes selon chacune des composantes des estimations. Elles sont plus grandes pour les ressources non découvertes étant donné qu'on ne sait rien de précis à leur sujet. Le degré d'incertitude associé aux ressources non inscrites, non confirmées et éventuelles est moyen, tandis qu'il est minimal pour les réserves inscrites et inexistant pour la production cumulative.

La nouvelle étude ne tient compte que des ressources présentes dans des zones géologiques connues. Si des zones théoriques devaient être découvertes à l'avenir, les ressources qu'elles renferment seraient alors ajoutées à l'estimation actuelle. Les Offices continueront de surveiller l'évolution de l'ampleur des ressources de gaz naturel disponibles en Alberta.

Tel qu'illustré à la figure 6.1, depuis 1991 (*rapport 92-A*), les ressources découvertes en Alberta ont pris de l'ampleur quelle que soit la période géologique. Même si, pour la plupart, les additions à ces ressources peuvent être attribués à la découverte de petits gisements et à l'expansion de grands gisements peu profonds, la récente découverte à Tay River confirme que d'importants gisements restent encore à découvrir en Alberta. Comme l'ONÉ le mentionne dans son rapport de 2004, entre 1991 et l'an 2000, les additions aux ressources découvertes proviennent surtout des zones moins profondes.

Même si les ressources découvertes ont augmenté pour toutes les périodes géologiques, le GEP ultime a diminué pour la période jurassique, le Mississippien, et surtout les zones dévoniennes (voir figure 6.1). Pour nombre des gisements découverts à l'intérieur de ces périodes, le GEP ultime a diminué compte tenu d'un faible rendement. De plus, des taux de réussite historiques toujours plus faibles font que l'équipe de projet a souvent recours à des taux de réussite futurs encore plus bas.

Les Offices ont remarqué que la croissance touchant les ressources découvertes et non découvertes provenait surtout des périodes crétacées. Les prix plus élevés pour le gaz ces dernières années ont rendu ces zones davantage rentables et c'est avec vigueur que l'industrie a cherché à les mettre en valeur. Une telle mise en valeur s'est étendue aux nouveaux gisements, à des additions à des gisements existants et à des gisements découverts à l'intérieur de régions et de formations dont le potentiel avait auparavant été laissé pour compte. Plusieurs des zones crétacées ont connu une forte expansion depuis le *rapport 92-A*, ce qui explique les récentes découvertes. La croissance découlant de leur exploitation a été

neutralisée par des diminutions ou une croissance minimale dans les périodes dévoniennes plus profondes. Cependant, ces zones plus profondes renferment toujours d'importantes ressources non découvertes et offrent la possibilité de découvrir de très grands gisements.

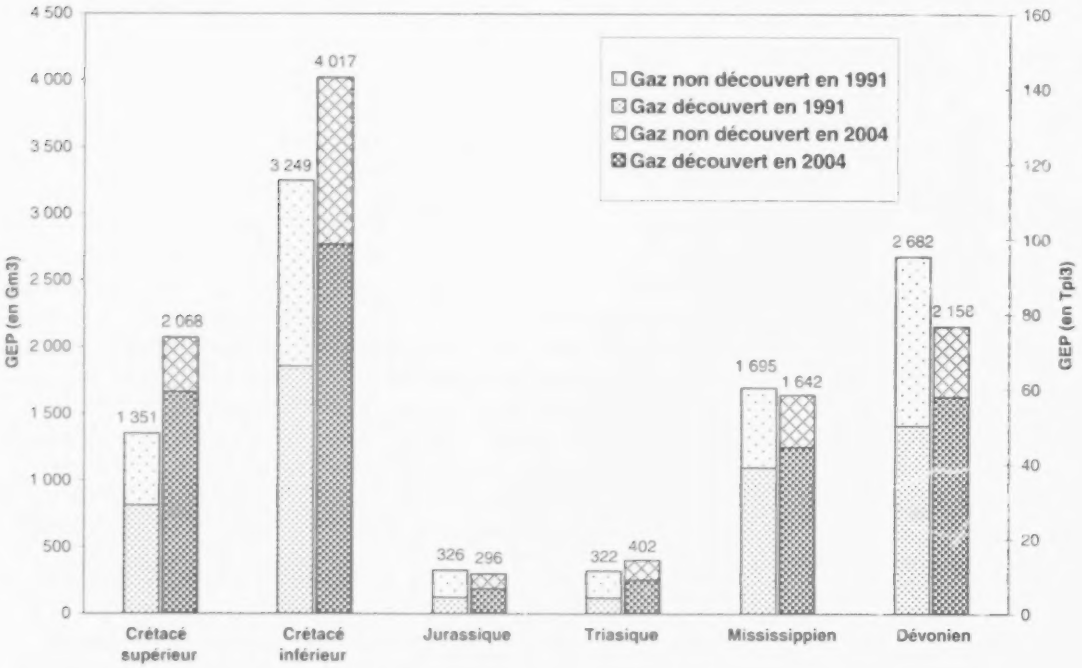


Figure 6.1. Gaz en place selon la période géologique

Les réserves initiales de l'Alberta, selon les ressources inscrites par l'EUB/ONÉ, ont augmenté en moyenne de 105 Gm^3 (3,8 Tpi^3) par année depuis quatre ans. Si la progression se poursuivait à ce rythme, il faudrait environ 16 ans pour trouver la totalité des ressources non découvertes de gaz naturel classique avancées selon les estimations de la présente étude. L'équipe de projet est d'avis que les additions annuelles diminueront au fil des ans, de sorte qu'il faudra davantage de temps pour trouver toutes les ressources non découvertes. La production annuelle en Alberta est de l'ordre de 136 Gm^3 (4,8 Tpi^3), un volume supérieur aux additions annuelles. Conséquemment, les réserves restantes en Alberta continueront de régresser.

Dans le *rapport 92-A*, il était mentionné qu'une tranche d'environ 39 % du potentiel ultime de 5 600 Gm^3 (200 Tpi^3) restait encore à découvrir. Dans la présente étude, on ne parle plus que d'une tranche de 28 % du potentiel ultime de 6 276 Gm^3 (223 Tpi^3) qui reste à découvrir. Par ailleurs, dans le *rapport 92-A*, la production cumulative représentait 32 % des ressources totales tandis que ce pourcentage est passé à 52 % à la fin de 2004.

6.2 Piémonts

La région des piémonts demeure toujours relativement inexplorée comparativement à la plus grande partie de la province, mais les Offices considèrent qu'il s'y trouve encore des ressources non découvertes considérables. Dans cette étude, on estime le potentiel ultime des piémonts à 1 005,8 Gm^3 (36 Tpi^3), avec une tranche de 34 % qui reste à découvrir. La partie

qui reste à découvrir dans les piémonts représente quelque 20 % de l'ensemble des ressources non découvertes de la province. Dans le *rapport 92-A*, la totalité des ressources des piémonts, non découvertes à 45 %, représentait 1 076,5 Gm^3 (38 Tpi^3). La partie qui restait à découvrir dans les piémonts représentait plus de 22 % de l'ensemble des ressources non découvertes à ce moment.

Des zones dans les piémonts ont été ajoutées pour plusieurs formations, jugées auparavant sans potentiel, tandis que certaines formations ont été comprimées. Les ressources découvertes dans les piémonts n'ont pas beaucoup augmenté, notamment en raison des reculs du rendement des gisements constatés à l'occasion des études menées.

La complexité géologique des piémonts rend difficile la production d'estimations précises pour les ressources non découvertes. L'équipe de projet s'en est donc remise aux membres de l'industrie qu'elle a consultés afin d'être mieux en mesure d'évaluer la région.

7 Conclusions

De manière à tenir compte du degré d'incertitude au moment de l'estimation des ressources non découvertes, l'équipe de projet a privilégié une fourchette d'estimations pour le potentiel ultime de l'Alberta. En ce qui a trait au gaz commercialisable, cette fourchette va de 5 765 Gm^3 (205 Tpi^3) à 7 134 Gm^3 (253 Tpi^3) et l'estimation médiane est de 6 276 Gm^3 (223 Tpi^3).

Les Offices ont passé en revue les résultats et les estimations du présent rapport avant d'opter pour un potentiel ultime de gaz naturel classique commercialisable de 6 276 Gm^3 (223 Tpi^3) devant servir aux projections futures de l'offre.

L'estimation du potentiel ultime restant représente le volume de gaz qui sera accessible plus tard pour répondre aux demandes du marché intérieur canadien et pour l'exportation. Les nouveaux calculs estimatifs portent le potentiel ultime restant de gaz naturel classique en Alberta à 2 838 Gm^3 (101 Tpi^3).

L'accroissement de ce potentiel ultime découle d'une meilleure compréhension de la géologie de la province. La reconnaissance du potentiel gazier de nouveaux intervalles stratigraphiques et l'expansion de plusieurs zones, surtout crétacées, ont favorisé cette augmentation.

Même si une grande quantité de gaz naturel classique reste toujours à découvrir en Alberta, l'industrie se devra d'être très active pour répondre à la demande croissante de ce gaz en Amérique du Nord. Qui plus est, l'approvisionnement devra se renouveler dans le contexte des sources non classiques afin d'ajouter à l'offre de gaz classique de l'Alberta et d'ailleurs au pays. Une telle offre sera gage de succès pour l'industrie pétrolière et gazière albertaine pendant nombre d'années.

Annexe Méthodologie

A1 Introduction—Hypothèses

Voici les principales hypothèses sur lesquelles la présente étude s'est appuyée.

- **Zones théoriques :** Tout le gaz à venir faisant l'objet d'estimations dans le présent rapport sera découvert dans des dépôts et des intervalles stratigraphiques déjà connus. Même s'il peut exister des zones théoriques, il est très peu probable qu'elles soient significatives dans le contexte du potentiel ultime total de l'Alberta, mais elles iraient néanmoins se greffer aux estimations tirées de cette étude.
- **Valeurs médianes du GEP par section :** Le GEP par section des futures découvertes dans chaque zone correspond, la plupart du temps, aux valeurs médianes du GEP par section des découvertes à ce jour. La question est traitée plus à fond dans le *rapport 92-A* de l'EUB. Ce rapport précise que « lorsqu'une zone arrive à maturité et que le gisement continue de se comprimer, le rythme des changements ralentit à un point tel que, même si on prévoit un grand nombre de gisements supplémentaires, la modification des valeurs médianes du GEP par section sera très faible ». Les valeurs médianes du GEP ont été utilisées dans presque tous les cas.
- **Taux de réussite :** Le taux de réussite (nombre de parcelles où les forages sont fructueux sur le nombre total de parcelles où il y a eu des travaux de forage) peut varier d'une année à l'autre, mais en général, il régresse au fil du temps dans une zone donnée. L'équipe de projet a défini un taux de réussite pour toutes les découvertes à venir dans une zone donnée en se fondant sur la moyenne estimative de la durée de vie future de la zone en question.
- **Facteurs économiques :** Ce rapport ne présente aucune analyse économique détaillée. Le *rapport 92-A* de l'EUB soutient qu'en présence de prix plus élevés pour le gaz, l'augmentation différentielle du potentiel ultime en découlant serait assez peu prononcée. Compte tenu des prix relativement élevés du gaz à l'heure actuelle, il est peu probable que des hausses futures aient une incidence marquée sur le potentiel ultime.
- **Technologie :** Les progrès technologiques peuvent accroître le potentiel ultime, mais aucune analyse détaillée n'a été menée à ce sujet dans le cadre de la présente étude. On suppose que les améliorations technologiques pouvant raisonnablement être prévues s'inscrivent à l'intérieur de la fourchette des estimations du potentiel ultime.

A2 Données

Voici les données ayant servi à la présente étude.

- **Données élémentaires sur les puits :** Emplacement, date à laquelle le forage a été mené à terme, profondeur, situation de fait et intervalle stratigraphique le plus profond ayant été atteint
- **Toit de la formation :** Zone stratigraphique et profondeur
- **Évaluation de la zone :** Zone, type de couche productrice et profondeur
- **Réserves :** Zone, emplacement du réservoir et épaisseur, type de réserves, pétrole en place, GEP, gaz pouvant être produit, gaz commercialisable à l'origine, gaz commercialisable restant et analyses gazières
- **Tests :** Potentiel absolu toutes vannes ouvertes et essai aux tiges
- **Production :** Production mensuelle et cumulative
- **Intervalle stratigraphique :** Zones, profondeurs et carte de la superficie touchée

A3 Intervalles stratigraphiques

L'équipe de projet a passé en revue toutes les zones renfermant des hydrocarbures et reconnues comme étant en mesure de contribuer au potentiel ultime de l'Alberta pour le gaz. Le *rapport 92-A* de l'EUB a pris en compte 36 intervalles stratigraphiques. L'équipe de projet a examiné ces intervalles, en a sous-divisé certains et en a ajouté de nouveaux. La présente étude regroupe 148 zones qui correspondent à 42 intervalles stratigraphiques (dûment numérotés), tel qu'illustré au tableau de la présente annexe.

Les intervalles stratigraphiques choisis l'ont été en tenant compte de la pétrographie et du temps géologique, à quelques écarts et exceptions près.

- Parfois, même si des zones peuvent ne pas être équivalentes dans un sens strictement géologique, leur répartition géographique fait qu'elles ont été regroupées pour des raisons d'ordre pratique. Par exemple, la zone quaternaire a été incluse dans l'intervalle Paskapoo & Edmonton.

- Certaines zones, comme Gilwood et « granite wash » (grès), où des dépôts se sont accumulés sans arrêt pendant de longues périodes, sont séparées par d'autres intervalles stratigraphiques dans la plupart des régions en Alberta. Cependant, comme il est quelquefois difficile de faire la distinction entre deux zones, elles ont été réunies dans un seul intervalle stratigraphique.

- Dans d'autres cas, par exemple celui du groupe Mannville au-dessus de l'intervalle glauconieux, un grand nombre de zones représentant une distribution complexe de sables ont encore une fois été réunies dans un seul intervalle stratigraphique.

Des planches propres aux SIG ont été créées pour chacun des 42 intervalles stratigraphiques, avec indication des limites d'érosion ou de dépôt. De telles planches ont également été créées de manière à indiquer les limites des piémonts et du chaînon frontal. Sur ces planches ont été superposées les données sur les puits – toit de la formation et couche productrice. L'exactitude des données limitrophes et de celles sur les puits a été évaluée, puis des corrections et des rajustements ont été apportés au besoin.

Les planches révisées ont constitué le fondement géologique de tout le travail effectué par la suite. Des cartes intégrant ces planches pour chacun des 42 intervalles stratigraphiques sont incluses dans l'information supplémentaire au rapport.

A4 Zones

Chaque intervalle stratigraphique a été sous-divisé en zones géologiquement semblables. À l'intérieur de telles zones, il n'existe pas d'écarts déraisonnables en ce qui concerne la profondeur des formations, le type de fluide (pétrole, gaz ou bitume), le GEP par section, le taux de réussite et d'autres paramètres. Cette uniformité permet l'analyse statistique et géologique des puits forés et des ressources découvertes à l'intérieur de la zone, puis l'extrapolation de cette information aux régions de cette même zone où il n'y a pas encore eu de travaux de forage.

Les zones proposées dans le *rapport 92-A* de l'EUB ont servi de point de départ pour la présente étude, mais les nouvelles données sur les puits ont été à l'origine de révisions en profondeur. Tout comme elle l'a fait avec les limites d'érosion et de dépôt, l'équipe de projet a eu recours à des logiciels de SIG pour évaluer l'information et s'assurer de l'exactitude des données sur les puits ainsi que des limites des zones.

Tableau de l'annexe. Intervalles stratigraphiques

N° de strate	Intervalle stratigraphique	Zones (groupe, formation, niveau)
1	Paskapoo & Edmonton	Quaternaire, Paskapoo, Edmonton, Horseshoe Canyon
2	Belly River	Wapiti, Bearpaw, Belly River, Brazeau, Oldman, Foremost, Ribstone Creek, Victoria, Brosseau
3	Chinook	Chinook
4	Milk River	Milk River
5	Medicine Hat	Medicine Hat
6	Colorado	Colorado
7	Colorado – partie inférieure et Badheart	Premier schiste argileux de White, Badheart, Colorado – partie inférieure
8	Cardium	Cardium
9	Doe Creek	Doe Creek
10	Dunvegan	Dunvegan
11	Second schiste argileux de White	Second schiste argileux de White
12	Fish Scales	Fish Scales, Barons, Fish Scales – base
13	Viking	Bow Island, Viking, Provost, Hamilton Lake, Peace River, Paddy, Cadotte
14	Colorado – base	Colorado – base
15	Mannville – au-dessus de l'intervalle glauconieux	Viking-Blairmore, Mountain Park, Blairmore, Mannville, Mannville supérieur, Colony, Grand Rapids, Spirit River, Notikewin, McLaren, Waseca, Falher, Sparky, Wainwright, Clearwater, General Petroleum, Rex, Lloydminster
16	Intervalle glauconieux	Home, intervalle glauconieux, Cummings, Cummings-Dina, Bluesky, Bluesky-Gething, Wabiskaw, Moulton
17	Ostracodes	Ostracodes
18	Ellerslie	Wabiskaw-McMurray, Blairmore inférieur, Mannville inférieur, Mannville – base, Dina, Gething, McMurray, Sunburst, Sunburst-Swift, Quartz – base, Ellerslie, Cutbank, Taber, détritique
19	Cadomin	Dalhousie, Cadomin
20	Nikanassin	Kootenay, Nikanassin, Morrissey
21	Rock Creek et Sawtooth	Swift, Sawtooth, Rock Creek
22	Nordegg	Nordegg, Nordegg-Banff, jurassique, jurassique détritique
23	Baldonnel	Baldonnel
24	Charlie Lake	Charlie Lake
25	Boundary	Boundary
26	Halfway	Halfway
27	Doig	Doig
28	Montney	Bluesky-Montney, Spray River, Montney, Bluesky-Gething-Montney, Bluesky-triasique
29	Belloy	Belloy
30	Kiskatinaw et Taylor Flat	Taylor Flat, Kiskatinaw
31	Turner Valley	Bluesky-Debolt, Rundle, Debolt, Mount Head, Livingstone, Turner Valley, Elkton, Elkton-Shunda
32	Shunda	Shunda
33	Pekisko	Shunda-Pekisko, Pekisko
34	Banff	Banff
35	Bakken	Bakken
36	Wabamun Crossfield	Palliser, Wabamun, Big Valley, Crossfield
37	Winterburn Nisku	Winterburn, Graminia, Blueridge, Arcs, Nisku, Jean Marie, langue Camrose
38	Leduc et Grosmont	Woodbend, Ireton, Grosmont, Peechee, Leduc, Cairn, Cooking Lake
39	Swan Hills et Slave Point	Beaverhill Lake, Swan Hills, Slave Point, Slave Point-« granite wash » (grès)
40	Gilwood et « granite wash » (grès)	Gilwood, « granite wash » (grès)
41	Sulphur Point	Sulphur Point
42	Zama et Keg River	Muskeg, Zama, Zama-Keg River, Keg River, Winnipegosis

Chaque intervalle stratigraphique comprend entre une et neuf zones. Les zones portent toutes un « numéro d'identification ». À deux exceptions près, dans tous les intervalles stratigraphiques il existe une zone, parfois de très grande envergure, qu'on considère sans aucun potentiel géologique pour la découverte de gaz. Ces zones stériles portent toujours le numéro d'identification 10.

A5 Parcelles de zones

Chaque zone a été sous-divisée en parcelles carrées (de 1,6 kilomètre sur 1,6 kilomètre) conformément à la méthode de quadrillage pour l'argentage des terres fédérales. Ainsi, une parcelle de zone constitue une cellule tridimensionnelle d'une superficie de 256 hectares (ha) dont l'épaisseur est égale à un intervalle stratigraphique. Il va de soi que cette épaisseur variera grandement, selon le nombre de zones et la place qu'elles occupent à l'intérieur de l'intervalle stratigraphique. Dans l'annexe et l'information supplémentaire, on parle simplement de parcelles lorsqu'on se rapporte aux « parcelles de zones ».

L'équipe de projet a conçu des logiciels à l'origine d'une base de données à référence spatiale (SIG) pour toutes les parcelles en Alberta. C'est sur cette base de données que s'appuie à toutes fins pratiques l'ensemble des analyses effectuées. Chaque parcelle constitue, dans la base de données, un enregistrement qui regroupe le GEP, la date de forage et la situation de fait à l'égard de la parcelle en question.

La situation de fait représente le facteur clé de l'estimation du potentiel ultime et peut prendre l'une ou l'autre des formes suivantes :

- ressources inscrites;
- ressources non inscrites;
- ressources non confirmées;
- ressources éventuelles;
- forage effectué;
- aucun potentiel;
- à venir.

Puisqu'il est possible d'avoir plus d'un puits ou plus d'une zone dans une même parcelle, la situation de fait est indiquée en tenant compte du facteur se trouvant le plus près du sommet de l'ordre hiérarchique indiqué ci-haut. Par exemple, en présence de « ressources inscrites » pour le GEP d'au moins un puits ou une zone, il s'agira de la situation de fait pour la parcelle et on ne tiendra pas compte des autres puits ou zones qui pourraient s'y trouver. En l'absence de ressources inscrites mais lorsqu'il y a des « ressources non inscrites » pour le GEP à l'égard d'au moins un des puits ou une des zones, c'est alors cette dernière situation de fait qui prévaudra pour la parcelle, et ainsi de suite jusqu'au bas de la liste.

Pour toutes les parcelles à l'intérieur de zones stériles (numéro d'identification 10), on suppose l'absence de potentiel et la situation de fait peut être soit « forage effectué », soit « aucun potentiel », ce qui permet de savoir si un puits a atteint ou non l'intervalle stratigraphique correspondant.

Les sous-sections qui suivent fournissent des explications détaillées au sujet des situations de fait possibles pour les parcelles, dont elles traitent plus à fond.

A5.1 Ressources inscrites

Une parcelle avec ressources inscrites signifie que le GEP est inscrit dans la base de données sur les réserves de l'EUB/ONÉ. L'ensemble du GEP que cette parcelle renferme a été calculé et est indiqué dans l'enregistrement correspondant de la base de données. C'est donc dire qu'en présence de GEP dans plus d'une zone ou en présence de plus d'un gisement dans une même zone, tout le GEP est regroupé pour la parcelle visée.

Dans certains cas, il se peut qu'il n'y ait pas eu de travaux de forage sur une parcelle mais que celle-ci se trouve à l'intérieur du périmètre d'un gisement. Le GEP approprié est alors affecté à une telle parcelle, dont la situation de fait correspond aux critères pour les ressources inscrites.

A5.2 Ressources non inscrites

En l'absence de ressources inscrites pour le GEP d'une parcelle où la production non définie est d'envergure, le critère des « ressources non inscrites » s'impose comme situation de fait. Une production non définie ne peut être d'envergure que si le puits n'est pas abandonné ou que s'il a produit plus de 500 milliers de mètres cubes (10^3 m^3). Le GEP dont il est tenu compte est égal aux valeurs médianes pour la zone. La production est non définie en raison du temps qui s'écoule entre l'entrée en production et l'inscription des réserves.

A5.3 Ressources non confirmées

En l'absence de ressources inscrites ou non inscrites pour le GEP d'une parcelle où l'évaluation géologique permet toutefois d'envisager l'existence « éventuelle » d'une couche productrice, c'est le critère des « ressources non confirmées » qui s'impose alors comme situation de fait. L'éventualité d'une couche productrice existe dans une zone lorsque la diagraphie des puits en indique la présence possible mais que les essais de débit ne sont pas suffisamment concluants à cet égard.

Tout comme c'était le cas pour les parcelles aux ressources non inscrites, le GEP dont il est tenu compte dans les parcelles qui précisent des ressources non confirmées est égal aux valeurs médianes pour la zone. Cependant, en reconnaissance du fait que ce ne seront pas toutes ces parcelles qui seront en mesure de produire du gaz, un taux de réussite probable leur est affecté selon la zone où elles se trouvent. Dans la plupart des cas, ce taux est de 15 % dans le cas des valeurs faibles, de 30 % pour les valeurs médianes et de 45 % en ce qui concerne les valeurs élevées. En certains lieux, des rajustements ont été apportés lorsque la qualité des données tirées des diagraphies, l'expérience des membres de l'équipe de projet ou encore de l'information récente au sujet de la production permet de penser que la probabilité de production d'une parcelle pourrait bien être d'un pourcentage supérieur ou inférieur à celui établi sans contexte.

A5.4 Ressources éventuelles

En l'absence de ressources inscrites, non inscrites ou non confirmées pour le GEP d'une parcelle où un essai de débit (essai aux tiges ou potentiel absolu toutes vannes ouvertes) laisse croire à une production possible, les « ressources éventuelles » est le critère qui correspond à la situation de fait. Cette expression de ressources éventuelles décrit une zone qui pourrait bien être productrice mais dont on a fait abstraction, du moins jusqu'à maintenant. Un essai de débit doit avoir produit au moins 400 m^3/jour (14 kpi^3/jour) avant de pouvoir tenir compte de ressources éventuelles.

Le GEP affecté aux parcelles qui précisent des ressources éventuelles correspond aux valeurs médianes pour la zone, et comme c'est le cas pour les parcelles aux ressources non confirmées, un taux de réussite probable est établi. Dans la plupart des cas, ce taux est de 5 % dans le cas des valeurs faibles, de 10 % pour les valeurs médianes et de 15 % en ce qui concerne les valeurs élevées, mais des rajustements sont apportés en tenant compte de l'expérience acquise ou si de récentes données permettent d'envisager que la probabilité de production d'une parcelle pourrait être d'un pourcentage supérieur ou inférieur à celui établi.

A5.5 Forage effectué

La situation de fait « forage effectué » décrit une parcelle pour laquelle un forage a été effectué (par exemple, le toit de la formation a fait l'objet d'une entrée) et qu'il est clair qu'il ne peut y avoir production (par exemple, une évaluation indique la présence de gaz humide, de gisements étanches ou d'érosion ou encore l'absence de dépôts dans la ou les zones visées) ou du moins il n'existe aucune preuve à l'effet que la parcelle pourrait entrer en production. On suppose alors que les travaux de forage n'ont pas été fructueux.

Malheureusement, les bases de données de l'EUB n'indiquent pas l'intervalle stratigraphique le plus profond atteint au moment du forage. Dans le cas des puits pour lesquels il existe des données sur le toit de la formation ou la couche productrice, l'information sur le toit des intervalles stratigraphiques atteints est connue. De telles données ont été à l'origine d'une planche propre aux SIG illustrant tous les toits connus, puis une autre planche a été produite, indiquant un toit mesuré avec précision ou obtenu par interpolation, pour chaque parcelle en Alberta. C'est cette dernière planche qui a servi à l'estimation de l'intervalle stratigraphique le plus profond atteint par chaque puits foré.

A5.6 Aucun potentiel

Pour la plupart, les intervalles stratigraphiques renferment des zones à l'égard desquelles on n'envisage aucun potentiel compte tenu de l'interprétation des données géologiques ou de l'absence de mécanismes de piégeage ou d'information sur la pétrographie du réservoir. La situation de fait de toutes les parcelles dans ces zones stériles (numéro d'identification 10) est « aucun potentiel ».

Bien entendu, tout ce qui se trouve au-delà des limites d'érosion ou de dépôt d'un intervalle stratigraphique, quel qu'il soit, n'a aucun potentiel. Il n'y a pas de parcelles correspondant à ces zones, qui ne font pas non plus l'objet de références précises dans la base de données.

A5.7 À venir

« À venir » correspond à la situation de fait de toutes les autres parcelles. C'est-à-dire qu'un puits pourrait être foré à l'avenir et qu'il existe au moins un certain potentiel de production gazière pour la parcelle. Ce sont de telles parcelles qui renferment la partie non découverte du potentiel ultime de l'Alberta pour le gaz naturel.

A5.8 Parcelles et GEP

Les calculs estimatifs du GEP affecté aux parcelles à venir sont fondés sur l'information tirée des parcelles avec ressources inscrites, ressources non inscrites, ressources non confirmées et ressources éventuelles. Le GEP ultime est la somme du GEP de toutes les parcelles. Aux fins de la présente étude, le GEP du gaz découvert équivaut au GEP des ressources inscrites tandis que celui du gaz non découvert regroupe les ressources non inscrites, non confirmées, éventuelles et à venir.

A6 Cartes, résumés, graphiques et analyses statistiques

L'équipe de projet a produit nombre de cartes, de résumés, de graphiques et d'analyses statistiques à partir des données réunies pour la présente étude. Un bref aperçu de la teneur et de l'objet de chacun de ces documents suit.

A6.1 Tableur principal

Ce tableur constitue le document de travail fondamental à l'origine de l'estimation du potentiel ultime par l'équipe de projet. Il renferme des renseignements élémentaires relativement aux valeurs faibles, moyennes et élevées pour chaque zone, notamment :

- nombre de parcelles avec forage effectué, à venir et total;
- GEP dont les ressources sont inscrites, non inscrites, non confirmées et éventuelles;
- taux de réussite probable pour les parcelles aux ressources non confirmées et éventuelles;
- valeurs médianes du GEP;
- estimation du taux de réussite moyen à venir;
- GEP non découvert (somme des ressources non inscrites, non confirmées, éventuelles et à venir);
- GEP qui reste à découvrir;
- GEP ultime;
- potentiel ultime.

Le tableur contient des formules pour le calcul de nouvelles estimations du GEP ultime après modification du taux de réussite probable, des valeurs médianes du GEP et du taux de réussite pour la zone. De tels rajustements ont été apportés après examen, par les membres de l'équipe, des données décrites dans les sous-sections suivantes.

A6.2 Cartes

Des logiciels de SIG ont été à l'origine de cartes informatisées pour chaque zone et intervalle stratigraphique. Diverses planches peuvent facilement être ajoutées ou retirées des cartes de façon à obtenir l'information dont l'équipe de projet a besoin au moment de l'examen de chacune des zones. Les SIG permettent aux utilisateurs de profiter, au besoin, d'une perspective d'ensemble ou plus détaillée.

Les planches qui peuvent être intégrées aux cartes comprennent les limites d'érosion et de dépôt, les principales caractéristiques structurales, divers facteurs géologiques, les zones, les toits de formation et les couches productrices, les réserves, les données élémentaires sur les puits et des données cartographiques essentielles (cantons, sections, villes, etc.).

Ces cartes constituent d'excellentes représentations visuelles de chaque zone. Au nombre des outils d'analyse des données et d'estimation du potentiel ultime, l'équipe de projet a grandement privilégié les SIG.

A6.3 GEP cumulatif et parcelles

Un graphique mettant en présence GEP cumulatif et parcelles avec forage effectué a été créé pour chaque zone. Si les découvertes dans une zone sont entièrement aléatoires, en d'autres termes, si le taux de réussite probable est le même pour le forage de la première parcelle que pour celui de la dernière, le graphique se limitera à une droite. Par extrapolation de cette

droite en fonction du nombre total de parcelles dans la zone, il sera possible d'obtenir le GEP ultime de cette zone.

Pour ce qui est des zones qui ne constituent pas des cibles de premier ordre, les découvertes sont presque toujours aléatoires et ce graphique fonctionne bien en général. Toutefois, si la zone comprend certaines cibles précises et surtout s'il y a eu recours exhaustif à des données sismiques, les premiers travaux de forage sont généralement plus fructueux et permettent de découvrir d'abord les gisements de plus grande importance. Dans de tels cas, la représentation graphique dont il est question ici a tendance à plafonner avec le temps, d'où une moins grande utilité, même si elle peut souvent être indicatrice d'une limite supérieure pour la zone visée.

Quoi qu'il en soit, ce graphique n'est fiable que si un pourcentage raisonnablement élevé de la superficie de la zone, soit de l'ordre de 50 %, a fait l'objet de travaux de forage. Lorsque de tels travaux ont été menés sur moins de 30 % ou de 40 % de cette superficie, l'utilité de la représentation graphique obtenue s'amenuise.

A6.4 Log GEP cumulatif/parcelle et log ensemble des parcelles

Un graphique mettant en présence le logarithme GEP cumulatif par parcelle où il y a eu forage effectué et le logarithme ensemble des parcelles (log GEP cumulatif/parcelle et log ensemble des parcelles) a été créé pour chaque zone. Ce graphique semble donner d'assez bons résultats pour les points cibles lorsque les meilleurs gisements sont repérés tôt, puis que les taux de réussite des travaux de forage et la taille des gisements dans la zone régressent au fil du temps. La représentation graphique a tendance à s'uniformiser lorsque des travaux de forage ont été menés sur une superficie de la zone qui représente un pourcentage raisonnablement important de celle-ci, puis, par extrapolation de la droite en fonction du nombre total de parcelles dans cette zone, le GEP ultime sera révélé.

Comme c'était le cas pour le graphique précédent mettant en présence GEP cumulatif et parcelles avec forage effectué, lorsque des travaux de forage ont été menés sur moins de 30 % ou de 40 % de la superficie, l'utilité de la représentation graphique obtenue s'amenuise. Ce graphique et le précédent ont été examinés en parallèle. Étant fondés sur les connaissances des membres de l'équipe de projet en matière d'exploration historique (points cibles, recours à des données sismiques, etc.), les résultats produits par l'un ou l'autre de ces graphiques étaient souvent jugés comme constituant une bonne indication du GEP ultime. En l'absence de travaux de forage suffisants dans une zone donnée, ces deux graphiques n'étaient pas très utiles.

A6.5 GEP et horizon temporel

Un graphique présentant le GEP cumulatif en fonction d'un horizon temporel a été créé pour chaque zone. Son examen permettait aux membres de l'équipe de projet de profiter d'une perspective historique quant à la croissance du GEP découvert dans une zone donnée. Ce graphique était également utile lorsqu'il fallait vérifier plus à fond le caractère raisonnable d'une estimation du GEP ultime en se fondant sur les taux de croissance antérieurs.

A6.6 Taux de réussite des travaux de forage et horizon temporel

Un graphique présentant le taux de réussite des travaux de forage en fonction d'un horizon temporel a été créé pour chaque zone. Le taux de réussite des travaux de forage a été calculé « par parcelle » plutôt que « par puits », comme c'est la norme. Des travaux de forage sont considérés fructueux s'ils sont à l'origine d'une situation de fait, pour la parcelle, décrite au

moyen de l'un ou l'autre des critères suivants : ressources inscrites, ressources non inscrites, ressources non confirmées ou ressources éventuelles. Le taux de réussite est égal au nombre de parcelles où les travaux de forage ont été fructueux divisé par le nombre total de parcelles où de tels travaux ont été menés. Il est calculé par année et de façon cumulative. Le graphique propose en outre de brèves statistiques, dont le nombre de parcelles où des travaux de forage ont été fructueux, ne l'ont pas été et sont à venir, ainsi que leur nombre total à l'intérieur de la zone, le pourcentage des parcelles où il n'y a pas encore eu de tels travaux et le taux de réussite cumulatif jusqu'à présent.

Accompagné des données concises précitées, ce graphique a permis aux membres de l'équipe de projet d'avoir une bonne idée des antécédents de la zone et de la mesure dans laquelle des travaux d'exploration y ont été menés. Le taux de réussite à venir envisagé pour la zone a toujours été fondé sur ces données historiques, contre lesquelles il était vérifié, afin d'en assurer le caractère raisonnable.

A6.7 GEP par parcelle et nombre de parcelles

Un graphique où le GEP par parcelle et le nombre de parcelles coexistent a été créé pour chaque type de ressources (gaz dissous, associé et non associé) dans chacune des zones. Un autre alliant ces trois types de ressources a aussi été produit. Les données obtenues et les écarts ainsi illustrés ont permis d'avoir une idée du degré de fiabilité des valeurs médianes pour le GEP qui ont été avancées selon la zone étudiée.

A6.8 GEP par parcelle et horizon temporel

Un graphique présentant le GEP par parcelle en fonction d'un horizon temporel a été créé pour chaque zone. Il a servi à vérifier la validité des données et à évaluer la fiabilité des valeurs médianes pour le GEP.

A7 Processus d'évaluation

Les données sur les puits et les réserves, tout comme celles sur les limites d'érosion et de dépôt ainsi que sur le périmètre de la zone, ont été vérifiées et exprimées avec davantage de précision. Simultanément, des cartes, résumés, graphiques et logiciels d'analyse statistique ont été mis au point. Le processus d'estimation du GEP ultime en a été un d'itération, en cela qu'après chaque exécution, les données étaient corrigées, le périmètre de la zone modifié et l'ensemble des données, cartes et graphiques actualisé.

L'évaluation définitive menant à l'estimation du GEP ultime pour chaque zone s'arrêtait à la plupart des étapes décrites ci-après, parfois même à toutes, habituellement dans l'ordre de leur présentation.

- Étude des cartes afin d'avoir une idée générale de la zone, de son emplacement, de sa taille, de la profondeur à laquelle les ressources se trouvent et de leur degré de maturité, du partage entre pétrole et gaz ainsi que de la distance qui sépare des infrastructures.
- Examen des taux de réussite historiques afin d'évaluer les tendances à cet égard et de comprendre toute anomalie éventuelle.
- Étude des graphiques mettant en présence GEP cumulatif et parcelles ainsi que log GEP cumulatif/parcelle et log ensemble des parcelles de manière à pouvoir en évaluer l'utilité et la fiabilité.

- Examen des paramètres critiques de calcul du GEP ultime, des réserves prouvées, du taux de réussite probable pour les parcelles avec ressources non confirmées et ressources éventuelles, des valeurs médianes du GEP et du taux de forages fructueux.
- Rajustement du taux de réussite précisé au tableur principal en vue d'obtenir une première estimation du potentiel ultime.
- Vérification du caractère raisonnable de l'estimation en ayant recours au graphique « GEP et horizon temporel ».
- Revue des autres données et graphiques qui pourraient avoir été jugés instructifs.
- Itération des étapes précédentes, en partie ou en entier, afin d'atteindre un consensus au sujet de la meilleure estimation possible du GEP ultime dans le contexte des valeurs faibles, médianes et élevées.

Ce processus s'en remet grandement à l'expertise et à l'expérience des membres de l'équipe. Les discussions ont surtout porté sur les paramètres géologiques, le recours à des données sismiques, le taux de réussite et d'autres renseignements pertinents. Dans certains cas, lorsque la zone était bien comprise et montrait les signes d'une grande maturité, l'atteinte d'un consensus ne posait pas de problème et l'écart entre les valeurs faibles et élevées n'était pas imposant. Autrement, lorsque les données étaient très clairsemées, il fallait discuter longtemps et de nouvelles études étaient souvent requises avant de pouvoir s'entendre au sujet d'estimations définitives. Pour les zones ainsi touchées, l'écart entre les valeurs faibles et élevées était la plupart du temps plus grand, compte tenu des incertitudes propres aux estimations présentées.

En dernier lieu, un certain nombre de réexamens ont été effectués par des pairs de l'extérieur, surtout pour les zones où de grandes incertitudes demeuraient, ou si l'équipe de projet savait qu'une autre personne ou qu'un autre groupe avait étudié la région en détail. Par exemple, certaines sociétés qui mènent activement des travaux d'exploration dans les piémonts ont été en mesure de fournir de l'information fort valable puisque bon nombre de zones à cet endroit n'avaient connu que peu d'activités jusqu'à récemment et il existait peu de renseignements de nature publique. Un certain nombre de zones ont en outre fait l'objet d'un réexamen de la part de membres du personnel du Secteur des sciences de la Terre de Ressources naturelles Canada et du CCPG. Ces deux organisations ont consacré beaucoup de temps et d'efforts à l'étude de la géologie et du potentiel ultime du Canada. Leur aide et leur apport ont été extrêmement utiles et très appréciés.